

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université 8Mai 1945 – Guelma  
Faculté des Sciences et de la Technologie Département de Génie  
Electrotechnique et Automatique

Réf ..... /2024



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER Académique**

**Domaine** : Sciences et Technologie

**Filière** : Electrotechnique

**Spécialité** : Réseaux électriques

**Par** : Labib Messaadia

Baara Anis Mohammed Cherif

### Thème

**Etude de la stabilité transitoire des réseaux  
de transport avec une large pénétration de  
l'énergie éolienne**

Soutenu publiquement, le 23/06/2024, devant le jury composé de :

M. Kachi Miloud

Mme. Fetissi Selwa

M. Remadnia Mokdad

Professeur

MCB

MCA

Univ.Guelma

Univ.Guelma

Univ.Guelma

Président

Encadreur

Examineur

**Année Universitaire : 2023/2024**

# REMERCIEMENT

*Nous tenons à remercier Dieu Tout-Puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'Il nous a données pendant toutes ces années d'études.*

*Nous sommes heureux d'adresser nos sincères remerciements à toutes les personnes qui nous ont apporté leur aide et leurs conseils de près ou de loin.*

*En développant cette recherche à la fin de l'étude*

*Je veux :*

*Tout d'abord, je tiens à adresser mes sincères remerciements à ma directrice de recherche, Mme Fetissi Selwa, pour les conseils avisés qu'elle m'a prodigués au cours de cette recherche.*

*Je remercie tous les professeurs qui m'ont suivi tout au long de mon parcours universitaire.*

*Je tiens également à remercier les membres du jury qui ont accepté de juger mon travail et pour l'intérêt qu'ils ont manifesté.*

*C'est le dernier.*

*Je tiens à remercier notre famille qui nous a soutenues tout au long de notre parcours éducation*

**Résumé :** Avec l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable dans les systèmes de transport, l'effet d'une forte pénétration de ces sources sur la stabilité du système électrique devient une question très importante. L'objectif de cette mémoire est d'étudier l'impact de l'énergie éolienne sur la stabilité transitoire du système de transport électrique. En surveillant le comportement des Générateurs Synchrones lorsqu'un court-circuit se produit sur les lignes de transmission. Ainsi leur capacité de maintenir le synchronisme lors de l'insertion d'une source d'énergie renouvelable, à des taux élevés. Une méthodologie de contrôle est proposée pour démontrer l'impact d'une source d'énergie renouvelable, basées sur les taux de pénétration éolienne sur la stabilité de l'angle de rotor et améliorer leur effet par l'utilisation du STATCOM. L'effet de l'énergie éolienne sur la stabilité transitoire du système électrique est montré par son effet sur la position angulaire du rotor des générateurs synchrones, qui est à son tour lié à sa contribution à la capacité totale du générateur, ainsi qu'à la localisation des défauts sur le réseau électrique. Les résultats de simulation montrent l'efficacité et la durabilité de la méthodologie de contrôle avec un système éolien et STATCOM, pour améliorer la stabilité de l'angle du rotor des générateurs.

**Abstract:** With the increasing integration of renewable energy sources in the transmission systems, the effect of a high penetration of these sources on the power system stability becomes a very important issue. The objective of this work is to study the impact of wind turbine on the transient stability of the electric transmission system. By monitoring synchronous generator behavior when a short circuit occurs on transmission lines. Thus their ability to maintain synchronism when inserting a renewable energy source at high rates. A control methodology proposed to demonstrate the impact of wind turbine penetration sources on rotor angle stability, and improve their effect by using STATCOM. The wind turbine effect on the transient stability of the power system is shown by its effect on the angular position of the synchronous generator rotor, which in turn is related to its contribution to the total capacity of the generator, and the faults location on the grid. The simulation results show the efficiency and durability of the control methodology with wind turbine and STATCOM, to improve the rotor angle stability of the generators.

**ملخص :** مع زيادة تكامل مصادر الطاقة المتجددة في أنظمة النقل، يصبح تأثير الاختراق القوي للطاقة المتجددة على استقرار نظام الطاقة مسألة مهمة جدًا. هدف المذكرة هو دراسة أثر طاقة الرياح على الاستقرار العابر لنظام النقل الكهربائي، ومراقبة سلوك المولدات المتزامنة عند حدوث أعطال الدارة القصيرة على خطوط النقل الكهربائي. وبالتالي مدى قدرتها في الحفاظ على التزامن عند ادخال مصدر للطاقة المتجددة بنسب عالية. يتم اقتراح منهجية تحكم لبيان أثر مصادر الطاقة المتجددة اعتمادا على معدلات اختراق طاقة الرياح على استقرار زاوية الدائر. بيان أثر طاقة الرياح في

الاستقرار العابر للنظام الكهربائي يظهر من خلال تأثيرها في الوضع الزاوي لدوائر الآلات التزامنية، الذي يرتبط بدوره بنسبة تغلغها في الاستطاعة الكلية للمولد، وكذلك بمكان حدوث الأعطال على الشبكة الكهربائية. تظهر نتائج المحاكاة كفاءة ومثانة منهجية التحكم طاقة الرياح و STATCOM لتحسين ثبات زاوية الدوار للمولدات

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>CHAPITRE I STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	
1.1 Introduction.....	4
1.2 Le nouveau paradigme du système d'alimentation électrique.....	4
I.3 La stabilité des réseaux électriques .....	8
I.3.1 Définition et classification de la stabilité des réseaux électriques .....	8
I.3.1.1 Définition de la stabilité de tension .....	10
I.3.1.2 Définition de la stabilité de fréquence .....	10
I.3.1.3 Définition de la stabilité d'angle de rotor .....	10
I.3.2 La stabilité d'angle de rotor (stabilité angulaire).....	12
I.3.2.1 La stabilité angulaire aux petites perturbations.....	12
I.3.2.2 La stabilité angulaire aux grandes perturbations (la stabilité transitoire) .....	13
I.4 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID).....	14
I.5 Equation d'oscillation du rotor (swing équation) .....	14
I.6 system simple machine (SMIB).....	16
I.6.1 Point d'équilibre et la relation P- $\delta$ .....	17
I.7 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire .....	19
1.7.1 Méthodes d'intégration numériques.....	20
1.7.2 Méthodes directes.....	20
1.7.3 Méthodes hybrides.....	21
I.8 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire .....	21
I.8.1 Augmentation de la constante d'inertie des générateurs.....	22
I.8.2 Augmentation de la puissance active.....	22
I.8.3 Installation des protections et des appareils de coupure rapides .....	22
I.8.4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz.....	23
I.8.5 Installation des résistances de freinage .....	23
I.9 Amélioration de la stabilité transitoire.....	23
I.9.1 Amélioration par les moyens classiques.....	23
I.9.1.1 Compensateur synchrone.....	23
I.9.1.2 Compensateur statique.....	23
I.9.1.2.1 Bancs de condensateurs.....	23
I.9.1.2.2 Inductances.....	24
I.9.1.3 Stabilisateur du système de puissance (PSS) .....	25

I.9.2 Amélioration par les moyens modernes (FACTS) .....	25
I.10 Conclusion.....	26

## **CHAPITRE II L'intégration de l'énergie éolienne sur le réseau de transport**

II.1. Introduction .....	28
II.2 Historique de l'éolien .....	29
II.3 Evolution de l'énergie éolienne dans le monde .....	29
II.4 Gisement éolienne en Algérie .....	31
II.5 Principe de la conversion de l'énergie éolienne.....	31
II.6 Principaux composants d'une éolienne (à axe horizontal) .....	32
II.7 Différents types d'éoliennes.....	33
II.7.1 Eolienne à axe vertical .....	33
II.7.2. Eolienne à axe horizontal .....	34
II.8. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique .....	35
II.8.1. Loi de Betz.....	35
II.8.2. Production d'énergie mécanique.....	36
II.9 Utilisation des systèmes éoliens .....	37
II.10 Avantage et inconvénient d'un système éolien .....	38
III.11 Types d'aérogénérateurs dans les systèmes éoliens.....	38
II.11.1. Système à base de la machine Asynchrones à cage (MAS).....	39
II.11.2. Système à base de la machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	40
II.11.3 Le Générateur Asynchrone à Double Alimentation (GADA).....	40
II.11.4 Système à base de la machine synchrone.....	40
II.12 Impact de l'intégration de l'énergie éolienne sur les réseaux de transport.....	41
II.12.1 Impacts locaux .....	41
II.12.1.1 Capacité d'accueil du réseau .....	41
II.12.1.1.1 Courant en régime permanent .....	41
II.12.1.1.2 Courant de court-circuit .....	41
II.12.1.1.3 Le profil de tension .....	42
II.12.1.2 Qualité de tension .....	42
II.12.1.2.1 Variation de tension.....	42
II.12.1.2.2 Flicker .....	42
II.12.1.2.3 Emission d'harmoniques .....	43
II.12.1.3 Plan de protection.....	43
II.12.2 Impacts globaux .....	43

II.12.2.1 Impact sur le fonctionnement des systèmes .....	43
II.12.2.1.1 L'observabilité et la contrôlabilité du système.....	43
II.12.2.1.2 Capacité de transport.....	44
II.12.2.2 Comportement dynamique et stabilité des réseaux.....	44
II.13 Conclusion .....	45

### **CHAPITRE III Applications et résultats de simulation**

III.1 Introduction.....	47
III.2 Présentation de l'outil de simulation.....	47
III.3 Etude de la stabilité transitoire d'un système de transport électrique avec différents taux de pénétration de l'énergie éolienne.....	48
III.3.1 Description et caractéristique du système étudié.....	48
III.3.2 Résultats de simulation et interprétation.....	50
III.3.2.1 Résultats d'impact du taux de pénétration de l'éolienne.....	50
III.3.2.2 Résultats d'impact des différentes variétés de sources d'énergie et la capacité du STATCOM .....	51
III.3.2.3 l'impact des taux de pénétration de l'éolienne sur le temps critique d'isolement de défaut.....	57
III.4 Conclusion.....	58
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>59</b>
Bibliographie .....	60

## **LIST DES FIGURES**

### **CHAPITRE I STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES**

Figure I.1 Structure d'un système d'alimentation conventionnel .....	5
Figure I.2 : Structure maillée .....	6
Figure I.3 : structure arborescente .....	7
Figure I .4 Nouveau schéma fonctionnel du système électrique.....	8
Figure I.5 classification de la stabilité des réseaux électrique .....	9
Figure I .6 Courbe d'oscillation .....	16
Figure I.7 Générateur synchrone connecte a un jeu de bar infini .....	17
Figure I.8 LA courbe d'angle de puissance .....	18
Figure I .9 influence de la puissance active sur la marge de stabilité .....	22

### **CHAPITRE II L'intégration de l'énergie éolienne sur le réseau de transport**

FigureII.1 : Évolution et prévisions de la capacité cumulée d'énergie éolienne dans le.....	30
FigureII.2 : La puissance éolienne installée par pays en MW (en janvier de l'année 2010).....	30
FigureII.3 : la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.....	31
FigureII.4 : les étapes clés de la conversion d'énergie éolienne.....	32
Figure II.5 : Composants d'une éolienne horizontale .....	33
Figure II.6 : Éoliennes à axe vertical.....	34
Figure II.7 : Eoliennes à axe horizontal.....	35
Figure II.8 : Conversion aérodynamique en énergie électrique.....	35
Figure II.9 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donnée.....	37
Figure II.10 : Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à fréquence variable.....	39

### **CHAPITRE III Applications et résultats de simulation**

Figure III.1 Model Simulink page.....	47
Figure III.2 Bibliothèque du Simulink.....	48
Figure III.3 Modèle de système mono machine SMIB proposé.....	49

Figure III.4 Modele du système SMIB sur Matlab.....	49
Figure III.5 Vitesse angulaire .....	50
Figure III.6 Angle de rotor.....	50
Figure III.7 puissance électrique du générateur SG1.....	50
Figure III.8 puissance d'éolienne.....	51
Figure III.9 variation d'angle de rotor ... ..	52
Figure III.10 variation de vitesse du rotor .....	54
Figure III.11 variation de puissance du SG1.....	55
Figure III.12 variation d'angle de rotor pour un taux de pénétration d'éolienne de (100MW.200MW.300MW).....	55

## **LISTE DES TABLEUX**

### **CHAPITRE I La stabilité des réseaux électrique**

<b>Tableau I.1</b> Niveaux de tension et répartition entre transport et distribution .....	7
--	---

### **CHAPITRE II L'intégration de l'énergie éolienne sur le réseau de transport**

<b>Tableau II.1</b> Classification des turbines .....	33
---	----

### **CHAPITRE III Applications et résultats de simulation**

<b>Tableau III.1</b> Conditions de simulation.....	49
--	----

## Liste des symboles

**JB** : jeu de barre

**$\Omega$**  : Vitesse de rotation du champ tournant en ( rad. s<sup>-1</sup>)

**$\omega$** : Pulsation des courants alternatifs en ( rad. s<sup>-1</sup>)

**$n_s$** : Vitesse de rotation du champ tournant en ( trs. s<sup>-1</sup>)

**$C_a$**  : Couple accélération

**$C_m$**  : Couple mécanique

**$C_e$**  : Couple électrique

**$J$**  : Moment d'inertie

**$P_m$**  : puissance mécanique

**$P_e$**  : puissance électrique

**$P_{max}$**  : puissance maximale

**$f$**  : Fréquence des courants alternatifs en (Hz)

**$\omega$** : Vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s. avec ( $\omega_0 = 2\pi f$ )

**$p$**  : Nombre de paires de pôles

**$E$** : F.é.m. induit (V)

**$B$**  : susceptance capacitive

**$G$**  : conductance d'isolation

**$G$**  : Générateur

**$\phi$** : Flux maximum à travers un enroulement (wb)

**$X$**  : Réactance synchrone (pu)

**$X'_q$**  : Réactance transitoire d'axe q, en (pu)

**$X'_d$**  : Réactance transitoire d'axe d, en (pu)

**$X_d$**  : Réactance synchrone d'axe d, en (pu)

**$X_q$**  : Réactance synchrone d'axe q, en (pu)

**$X_l$**  : Réactance équivalente des lignes de transport (pu)

**$X_t$** : Réactance équivalente du transformateur (pu)

**$I_d$**  : Courant du générateur axe direct (pu)

**$I_q$**  : Courant du générateur axe quadratique (pu)

**$S$**  : Puissance apparent (pu)

**$P_e$**  : Puissance électrique active (pu)

**$Q_e$**  : Puissance électrique réactive (pu)

**$P_m$**  : Puissance mécanique entrant

**$\omega$**  : Vitesse angulaire du rotor, en (pu)

**$\delta$**  : Angle de rotor, en (rad)

**$\delta_{cr}$**  : Angle Critère

**$\delta_m$**  : Angle mécanique

**$M$**  : Moment angulaire

**$H$**  : Constant d'inertie (s)

**$t, t_1, t_2$**  : Constant de temps (s)

**$R_a$**  : Résistance par phase statorique (pu)

**$D$**  : Coefficient de l'amortissement du générateur

**$Y$**  : admittance

**$U_G$**  : Tension de générateur

**$A_a$**  : l'aire d'accélération

**$A_f$**  : l'aire de freinage

**$t_c$**  : temps critique d'isolement de défaut

## **INTRODUCTION GENERALE**

La progression rapide de la demande énergétique mondiale et l'échéance des réserves d'énergies fossiles favorise le développement des énergies renouvelables. Ces énergies sont depuis longtemps les seules énergies disponibles, à faible puissance, réparties sur les différents territoires. À partir du 18<sup>ème</sup> siècle, le charbon, le pétrole et le gaz sont devenus des concurrents et des sources d'énergie.

Beaucoup plus concentrées et plus performantes, elles ne sont pas réparties de manière équitable sur les territoires, ce qui a entraîné des conflits.

D'un côté, les réserves de ressources énergétiques classiques, principalement fossiles, ne peuvent être exploitées que pendant quelques décennies, ce qui souligne l'imminence d'une pénurie énergétique mondiale. Par ailleurs, les déchets provenant des centrales. La pollution des déchets radioactifs, le démantèlement prochain des vieilles centrales et le risque industriel sont d'autres problèmes liés aux centrales nucléaires.

Nous avons actuellement des ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous pouvons exploiter de manière de plus en plus aisée et respectueuse de l'environnement. Cependant, les méthodes pour extraire la puissance de ces ressources ont nécessairement des études et des approfondissements supplémentaires. Études approfondies pour renforcer la fiabilité, réduire les dépenses et améliorer l'efficacité énergétique.

Il est probable qu'à l'avenir, ils ajouteront des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et appelés FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), pour la compensation d'énergie réactive et le contrôle des réseaux. la stabilité transitoire d'un réseau de transport électrique, basé sur les résultats de recherche fournis: L'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau électrique peut affecter sa stabilité transitoire en raison de la nature variable et imprévisible du vent[1] [ 2]. Lorsque le vent faiblit soudainement, la production éolienne chute, ce qui peut déséquilibrer le réseau et causer des fluctuations de tension et de fréquence [3]. Cependant, des techniques existent pour atténuer cet impact : - L'utilisation de systèmes de stockage d'énergie (batteries, volants d'inertie, etc.) permet de lisser les variations de production éolienne et de maintenir l'équilibre offre-demande [3]. - Les éoliennes modernes sont équipées de systèmes de contrôle sophistiqués qui leur permettent de participer à la régulation de la tension et de la fréquence du réseau, améliorant ainsi la stabilité transitoire [4]. - Une répartition

géographique optimale des parcs éoliens sur un vaste territoire permet de lisser la variabilité globale de la production éolienne [2]. - Une prévision précise de la production éolienne à court terme, combinée à une gestion optimisée des autres moyens de production, aide à anticiper les variations et à maintenir la stabilité du réseau [3]. En résumé, bien que l'énergie éolienne puisse représenter un défi pour la stabilité transitoire des réseaux électriques, des solutions techniques existent pour en atténuer les effets négatifs et permettre une intégration réussie de cette énergie renouvelable.

Lorsqu'il y a des défauts dans un réseau d'énergie électrique, il est essentiel d'analyser la stabilité de ce réseau. La recherche sur la stabilité vise à évaluer la résistance du système face à d'éventuelles perturbations et à proposer des solutions. Les mesures appropriées pour améliorer cette capacité seront mises en place. Cette mémoire est structurée comme suit :

Le 1<sup>er</sup> chapitre traite la stabilité en général et la stabilité transitoire spécialement et ses méthodes d'amélioration et les moyens pour l'améliorer

Le 2<sup>ème</sup> chapitre parle de l'intégration d'énergie éolienne dans les réseaux de transport (types d'éoliennes, l'explication de la conversion d'énergie, la base des systèmes des aérogénérateurs, et impact d'intégration dans le réseau de transport).

Le 3<sup>ème</sup> chapitre nous présentons une simulation d'intégration d'éolienne dans un réseau de transport et étudier la stabilité de système.

**CHAPITRE I**  
**LA STABILITE DES**  
**RESEAUX**  
**ELECTRIQUES**

## I.1 Introduction

La stabilité du réseau électrique est un enjeu important dans le domaine de l'énergie électrique. La stabilité des réseaux électriques peut être divisée en trois types : stabilité statique, stabilité dynamique et stabilité transitoire en fonction de l'amplitude de la perturbation [5].

La stabilité statique correspond à la stabilité d'un réseau électrique soumis à des perturbations lentes et de faible amplitude. Il est utilisé pour étudier l'état d'équilibre du système et permet de comprendre les niveaux de tension et le transfert de puissance de tous les bus (jeux de barres) du système [5]. L'étude de cette stabilité à l'aide de modèles linéaires suffit pour déterminer la taille du régulateur [5]. La stabilité dynamique implique des réseaux soumis à des perturbations rapides mais de faible amplitude. Elle est principalement étudiée en appliquant des techniques d'analyse linéaire à des modèles mathématiques préalablement linéarisés autour du point de fonctionnement du réseau [5].

La stabilité transitoire est l'étude de la capacité d'un système électrique à revenir à un état d'équilibre identique ou très proche de son état initial après avoir subi une perturbation. Il est utilisé pour évaluer la capacité d'un système à résister à de graves perturbations transitoires, telles que des courts-circuits sur les lignes de transmission [5].

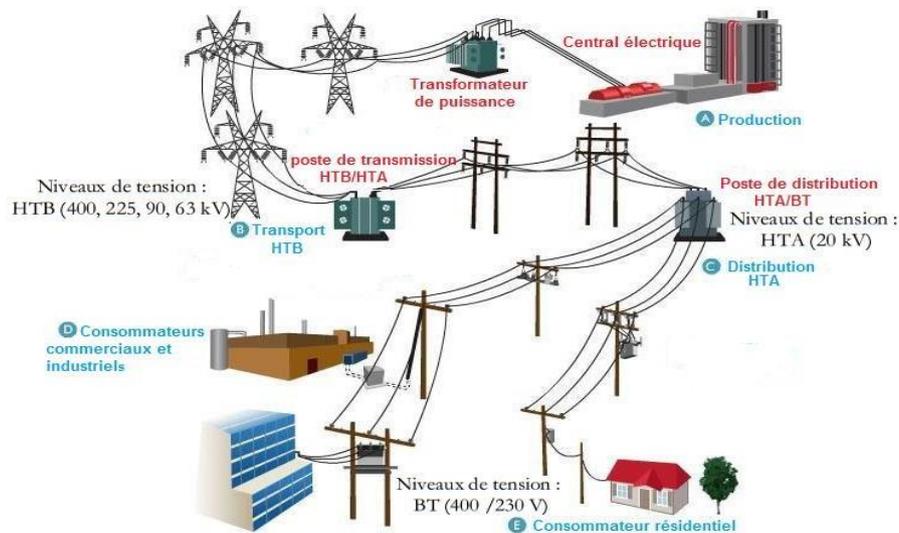
La stabilité du réseau électrique peut également être divisée en trois types en fonction des propriétés physiques de la stabilité résultante (électricité perturbée) : stabilité angulaire, stabilité en fréquence et stabilité de tension [5].

## I.2 Le nouveau paradigme d'un système électrique

Le développement des systèmes électriques favorise fortement la connexion de nouveaux moyens de production électrique. [5] En raison de certaines contraintes (géographiques, politiques, économiques, environnementales), la construction de grandes centrales électriques additionnelles ne peut pas être possible. Par conséquent, une plus grande pénétration de la PD peut être nécessaire. Dans ce contexte, la production locale d'électricité et l'utilisation locale des ressources énergétiques renouvelables sont considérées comme l'une des options les plus prometteuses pour fournir un approvisionnement énergétique plus sûr, propre et plus efficace. [5] La littérature montre qu'il n'y a pas de définition universellement partagée du terme « production décentralisée ». Certains pays définissent la

production (la génération) décentralisée (distribuée ou dispersée) suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés (GED), tandis que d'autres la définissent comme une génération présente dans le système de distribution et d'autres la définissent sur la base de caractéristiques telles que le renouvelable, la cogénération et le non-dispatché (PD ne peut pas être contrôlé par l'opérateur du système). [5]

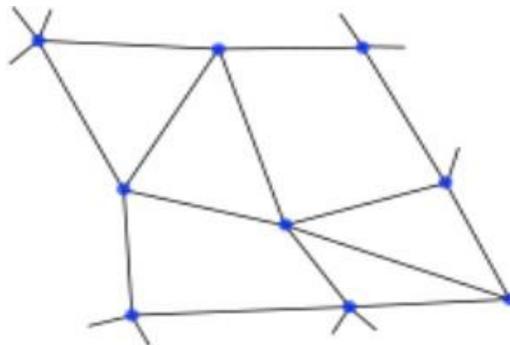
Les moyens de production conventionnels (centrales thermiques et nucléaires) sont adaptés aux performances des systèmes électriques car leur production est contrôlable, mais ils utilisent les énergies qui présentent plusieurs inconvénients liés aux considérations environnementales : réserves limitées, émissions de gaz à effet de serre, traitement des déchets (notamment nucléaires) [5], ainsi que des nouvelles politiques énergétiques. Ces considérations énergétiques et environnementales ont partiellement imposés l'évolution des systèmes électriques vers une intégration massive de nouvelles sources de production d'énergie électrique non conventionnelles et distribuées dans le réseau et plus particulièrement de l'éolien . [5]



**Figure I.1 :** Structure d'un système d'alimentation conventionnel [5]

La liaison entre les grandes centrales de production et les charges est réalisée via le réseau de transport. C'est l'ensemble des lignes et des postes à THT [5]. Il achemine l'énergie électrique sur des grandes distances à des niveaux de tension élevés afin de réduire les pertes par effet Joule. Afin d'assurer sa robustesse et sa sécurité du fonctionnement, le réseau de Transport présente une architecture maillée (Figure I.2). Le «Transport» correspond en

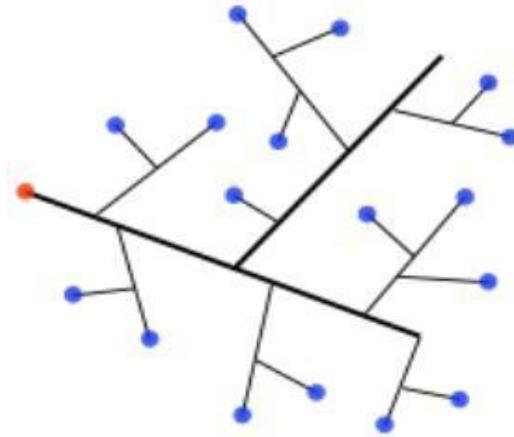
termes de niveaux de tension à la HTB qui se décompose en trois niveaux : HTB3 (400 kV, 225 KV), HTB2 (90 kV) et HTB1 (63 kV). Le réseau de transport est aérien à cause des contraintes d'isolement à THT. Le réseau de transport régional fait le lien, entre les lignes de transport qui acheminent l'énergie des grandes centrales et le réseau de distribution. Il assure à l'échelle régionale, le transport de l'électricité provenant de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. Il utilise les niveaux de tension de 225 kV, 90 kV et 63 kV. [5] Dans certains pays plus étendus, le transport est fait sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres, les niveaux de tension peuvent alors atteindre 800 kV, voire 1 MV. [5] Le réseau de transmission principal et d'interconnexion international utilise la tension de 400 kV. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges économiques d'énergie électrique au niveau international (importation/exportation) tout en renforçant la stabilité du réseau. En cas d'avarie sur un équipement de transport ou de production d'un pays, l'interconnexion des réseaux permet aux autres pays de le soutenir. [5]



**Figure I.2** Structure maillée [5]

La fonction des réseaux de distribution est l'approvisionnement de l'énergie électrique aux consommateurs et sous-stations locales. Ils sont constitués de deux types de réseaux : les réseaux à moyenne tension dits HTA (Haute tension A : 20 kV) et les réseaux à basse tension BT (400 V). Les réseaux de distribution MT transportent l'énergie vers les réseaux à BT et permettent d'alimenter directement des clients industriels, qui représentent 15-20% de l'ensemble du secteur industriel. Le réseau moyenne tension (HTA), qui sert comme interface avec le réseau de transport et le réseau BT. Pour la plupart des consommateurs, le réseau BT est le dernier élément de la chaîne d'approvisionnement. Il est raccordé au réseau HTA à

travers des postes de transformation HTA/BT. Il est destiné à alimenter des clients à faible demande d'énergie : petits commerce, établissements de service, clients domestique, etc. [5] Contrairement au réseau de transport, le réseau de distribution est principalement arborescent (Figure I.3)



**Figure I.3 Structure arborescente [5]**

Le tableau I.1 illustre les niveaux de tension présents sur le réseau électrique ainsi que la répartition entre le réseau de transport et le réseau de distribution. [5]

**Tableau I.1** Niveaux de tension et répartition entre transport et distribution [5]

Niveaux de tension	Appellation d'après la norme	Gestionnaire
400 KV	HTB	Transport
225 KV	HTB	Transport
90 KV	HTB	Transport
63 KV	HTB	Transport
20 KV	HTA	Distribution
400 V	BT	Distribution

La mise en œuvre du nouveau paradigme, qui intègre la production des EnR de grande taille (connectées au réseau de transport) ou décentralisées (connectées au réseau de distribution) dans le contexte économique (libéralisation des marchés énergétiques et émergence de producteurs indépendants) va conduire à un nouveau système d'exploitation (Figure I.4.). [5] Le flux de puissance n'est plus distribué « verticalement » de la haute tension à la basse tension, mais aussi « horizontalement », avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance.

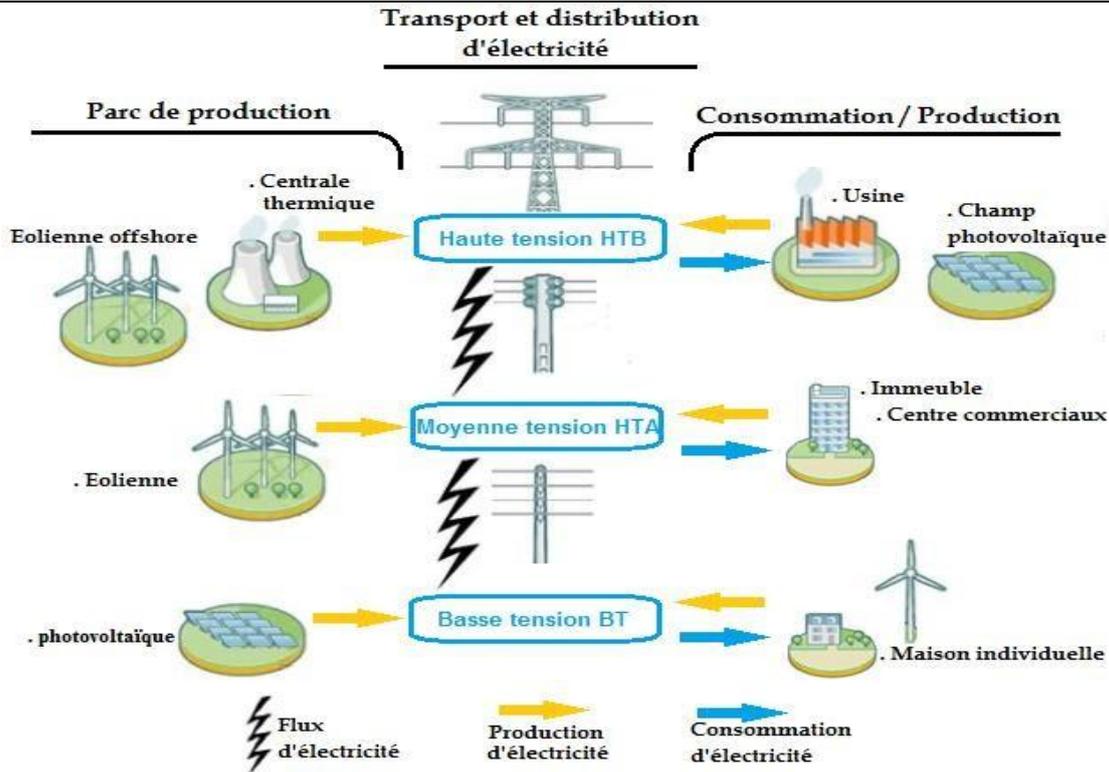


Figure I.4 Nouveau schéma fonctionnel du système électrique [5]

Une forte pénétration de PD peut affecter la stabilité angulaire des groupes de production soit en améliorant ou détériorant la stabilité du système, en raison de la variété des sources et des technologies de PD et la complexité des systèmes d'alimentation. [5]

### I.3 La stabilité des réseaux électriques

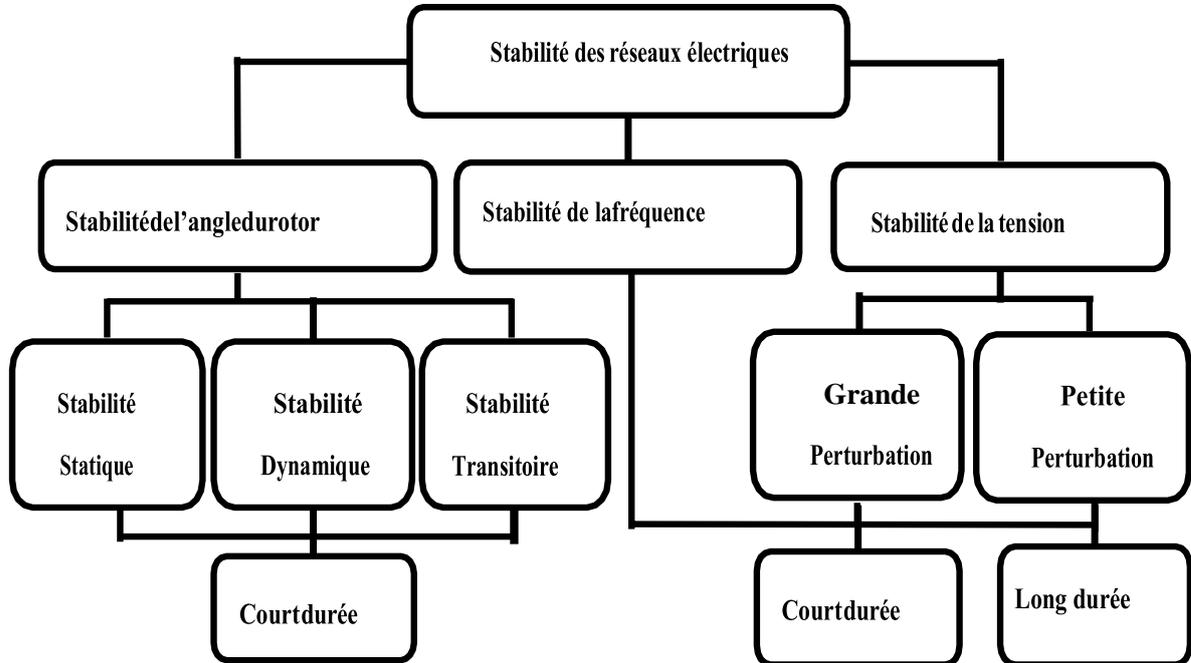
La stabilité d'un réseau électrique de HT est une propriété d'un système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état acceptable d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation.

#### I.3.1 Définition et classification de La stabilité des réseaux électriques

La stabilité peut être étudiée en considérant la topologie du réseau sous différents angles. L'état de fonctionnement d'un réseau électrique est décrit selon des grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, et la puissance active / réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone. Si elles ne sont pas constantes, le réseau électrique est considéré comme étant en perturbations [6].

La stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classifiée en

petite et grande amplitude de perturbation en fonction d'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à court ou à long durée, tel qu'il est décrit dans la Figure 1.5



**Figure I.5 :** Classification de la stabilité des réseaux électriques

On distingue trois types de stabilité :

- ✓ La stabilité de l'angle de rotor.
- ✓ La stabilité de tension.
- ✓ La stabilité de fréquence.

Les diverses formes de l'instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement comprises et efficacement traitées en même temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. La classification est, donc, essentielle pour une analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques. La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'ampleur des

perturbations. On peut donc Classifier les types de la stabilité comme suit [6]

### **I.3.1.1 Définition de la Stabilité de tension**

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'inaptitude du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causés par l'instabilité de tension.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple : une augmentation de charge : des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCS (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive, une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne : une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,).

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

### **I.3.1.2 Définition de la Stabilité de fréquence**

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [8]

### **I.3.1.3 Définition de la stabilité d'angle de rotor**

Etant donné que la génération de puissance électrique dépend principalement des machines synchrones, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

Au synchronisme, les rotors de chaque machine synchrone du système tournent à la même vitesse électrique et les angles entre les champs magnétiques, rotoriques et statoriques restent constants.

En fonctionnement nominal équilibré, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance mécanique fournie par la turbine.

Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor. Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, voire un glissement du champ de synchronisme en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger.

Suite à une perturbation du système, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme. Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évoluer selon deux scénarios :

Soit les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et il demeure au synchronisme.

Soit un ou plusieurs angles de rotor s'accroissent plus rapidement que les autres. Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps. Le système devient par conséquent instable et perd le synchronisme.

Pour conclure, nous pouvons dire que :

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté à rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations

angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

- ✓ Stabilité angulaire aux grandes perturbations - stabilité transitoire
- ✓ Stabilité angulaire aux petites perturbations - stabilité dynamique [6]

### **I.3.2 La Stabilité de l'angle du rotor (stabilité angulaire)**

Dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation. [5]

Selon l'amplitude de la perturbation, la stabilité de l'angle du rotor peut être traitée selon deux approches différentes. [5]

#### **I.3.2.1 Stabilité Angulaire Aux Petites Perturbations**

Elle concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. L'évaluation de ce type de perturbation prend quelques secondes. [5]

#### **La stabilité statique**

La stabilité statique est l'étude des régimes d'équilibre du système. Cette étude permet de connaître les niveaux de tension et les transits de puissance à travers l'ensemble des bus du système. Elle est utilisée principalement dans la phase de dimensionnement des éléments passifs (câbles, protections...).[7]

#### **La Stabilité Dynamique**

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme

l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge [7].

### **I.3.2.2 La Stabilité angulaire aux grandes perturbations - stabilité transitoire**

Elle concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire telle un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couple-angle. [7]

La stabilité transitoire dépend :

Du type de perturbation

De la durée de perturbation

Du lieu de perturbation

De la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs, etc.)

Du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau, degré d'excitation des machines).

Des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges, des régulateurs et des stabilisateurs mis en place).

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts

L'amortissement des oscillations après la perturbation

L'amélioration de la capacité de transfert des lignes.

La stabilité transitoire se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability - Figure 5 Cas 1), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première [7]

### 1.4 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)

C'est le paramètre le plus important quand on analyse la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Mathématiquement c'est la solution d'équation seconde non linéaire et connue sous le nom swing équation ou équation de mouvement. Physiquement il s'agit le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,) sans perdre sa stabilité. D'après l'équation de mouvement de la machine :

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{90.f.p_m}} \quad \text{I.1} \quad [5]$$

### 1.5 Equation d'oscillation du rotor (swing equation)

L'équation qui régit le mouvement du rotor d'une machine synchrone est basée sur le principe élémentaire dans la dynamique indique que le couple d'accélération est le produit du moment d'inertie du rotor multiplié par son accélération angulaire. [5]

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad \text{I.2}$$

Par conséquent, nous définissons :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad \text{I.3}$$

Les dérivés de l'équation par rapport au temps sont :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad \text{I.4}$$

ET :

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad \text{I.5}$$

L'équation représente l'accélération du rotor en (rad/s<sup>2</sup>).

En remplaçant l'équation, on obtient :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad \text{I.6}$$

Multipliant (IV.4) par  $\omega_{sm}$ , on obtient :

$$J \omega_{sm} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \omega_{sm} T_m - \omega_{sm} T_e \quad \text{I.7}$$

Puisque la vitesse angulaire est égale à la puissance, nous écrivons l'équation ci-dessus et termes de puissance :

$$J\omega_{sm} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{I.8}$$

La quantité  $J\omega_{sm}$  est appelée le moument d'inertie et est notée par M.

Alors l'équation devient :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{I.9}$$

La constante d'inertie H est définit par :

$$H = \frac{1}{2J\omega_{sm}^2} = \frac{1}{2M\omega_{sm}} \quad \text{I.10}$$

Alors :

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{nom} \quad \text{I.11}$$

En remplaçant on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{P_{nom}} = \frac{P_m - P_e}{S_{nom}} \quad \text{I.12}$$

Si on note P le nombre de paires de pôles de la machine synchrone, nous avons l'angle interne de la machine est donnée par :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \quad \text{I.13}$$

Et la fréquence angulaire synchrone de la machine est donnée par :

$$\omega_s = \frac{P}{2} \omega_{sm} \quad \text{I.14}$$

On remplace, on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{I.15}$$

Et comme :

$$\omega_s = 2\pi f \quad \text{I.16}$$

Alors, l'équation devient :

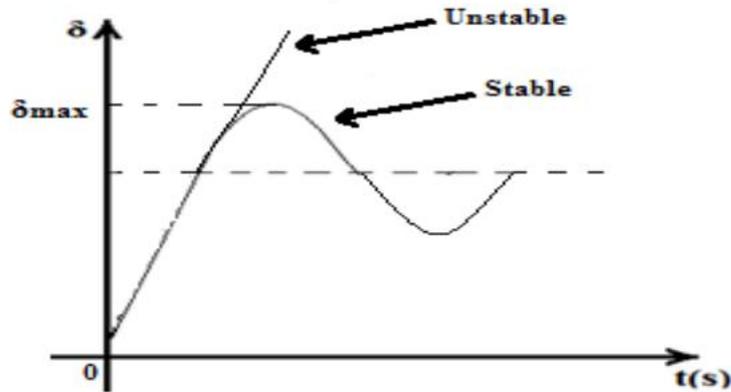
$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{I.17}$$

Pour déterminer la stabilité d'un système, il s'agit de tracer le graphique de la variation de l'angle  $\delta$  dans le temps. Ce graphique est appelé la courbe d'oscillation (swing curve) représentée sur la Figure I.6. Il y a deux cas sont possible : Si cette courbe indique que l'angle  $\delta$  commence à décroître après être passée par un maximum, il est généralement admis que le système va demeurer stable. Si cette courbe indique que l'angle  $\delta$  continue à augmenter

indéfiniment, la machine perd le synchronisme et devient instable. [5]

$$d \frac{\delta}{dt} = 0 \quad \text{I.18}$$

$$d \frac{\delta}{dt} > 0 \quad \text{I.19}$$



**FigureI.6** : courbe d'oscillation. [5]

## I.6 Système simple (SMIB)

Pour analyser la stabilité angulaire d'un système d'alimentation en fonction des perturbations majeurs, nous prendrons le cas d'un système simple représenté dans la Figure IV.2 constitué d'un GS connecté et fournissant de la puissance au jeu de barre infini  $U$  à travers un transformateur d'une réactance  $X_t$  et une ligne d'une réactance  $X_l$ . Plus tôt, un certain nombre de simplifications et d'hypothèses ont été faites. Ils sont résumés comme suit :

- ✓ La machine peut représenter par le modèle classique, c'est-à-dire une source de tension constante  $E$  en série avec une réactance transitoire  $X_d$ .
- ✓ La puissance mécanique  $P_m$  constante pendant le régime transitoire étudié
- ✓ Les charges sont représentées par des impédances constantes
- ✓ Les résistances des lignes, des transformateurs et des machines synchrones sont négligées
- ✓ Les tensions et les courants sont parfaitement symétriques (la séquence positive).
- ✓ La vitesse angulaire est prise de la vitesse nominale. [5]

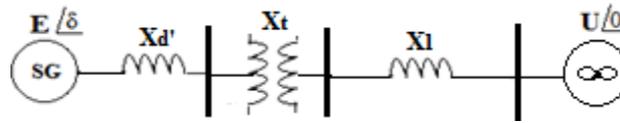


Figure I.7 : Générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini. [5]

### I.6.1 Point d'équilibre et la relation P-δ

Dans ce cas simple dans la Figure I.7

$$X_s = X_d + X_t + X_l \quad \text{I.20}$$

$$E = U + jX_s I \quad \text{I.21}$$

OU

$$I = \frac{E - U}{jX_s} \quad \text{I.22}$$

La puissance électrique du générateur est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \text{Re}(\overline{EI}) \quad \text{I.23}$$

$$P_e = \text{Re} \left( E \frac{E - U}{jX_s} \right) \quad \text{I.24}$$

$$\Rightarrow P_e = \text{Re} \left( E \angle -\delta - \frac{E \angle \delta - U \angle 0}{X_s \angle 90^\circ} \right) \quad \text{I.25}$$

$$P_e = \text{Re} \left( -\frac{E^2}{X_s} \angle -90 - \frac{EU}{X_s} \angle (-90^\circ - \delta) \right) \quad \text{I.26}$$

$$P_e = \frac{-EU}{X_s} \cos(-90^\circ - \delta) \quad \text{I.27}$$

$$P_e = \frac{EU}{X_s} \sin \delta \quad \text{I.28}$$

$$\Rightarrow P_e = P_{e,\max} \sin \delta \quad \text{I.29}$$

Alors, l'équation devient :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_e = P_m = P_{cmax} \sin \delta \quad \text{I.30}$$

Cette équation montre que toute modification affectant cette puissance électrique provoquera une variation de l'angle du rotor  $\delta$ . La courbe  $P=f(\delta)$  est connue sous le nom de courbe d'angle de puissance (the power angle curve) est tracée sur la Figure IV.8 Elle montre comment  $P_e$  et  $P_m$  varient avec l'angle du rotor  $\delta$ .

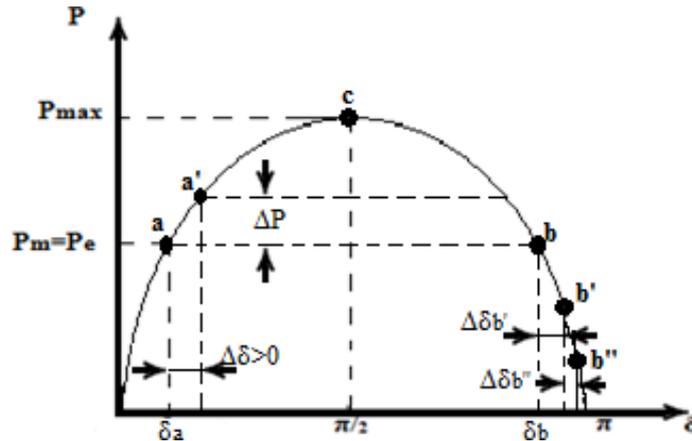


Figure I.8 La courbe d'angle de puissance. [5]

Pour le cas d'une génératrice, nous avons :

$$P_e = P_m - P_a \tag{I.31}$$

En régime permanent, la puissance électrique est égale à la puissance mécanique, il n'y a pas d'accélération [5]

Si l'angle  $\delta$  subit un changement positif  $\Delta\delta > 0$  ( $\delta > \delta_a$ ), la puissance sera également soumise à un changement  $\Delta P$  et comme  $P_m$  ne dépend pas de  $\delta$ , le nouveau régime serait  $P_e > P_m$ . C'est-à-dire le rotor sera soumis à un couple de freinage. Ce régime continue jusqu'à ce que la restauration du point d'équilibre initial "a" corresponde à  $\delta_a$ . Dans le même raisonnement, si l'angle  $\delta$  subit une variation négative  $\Delta\delta < 0$  ( $\delta < \delta_a$ ), le rotor sera soumis à un couple d'accélération de sorte que  $\delta$  soit ramené à  $\delta_0$  comme le montre la figure IV.8. Pour le point de fonctionnement "b", nous avons pour un écart positif  $\Delta\delta_{b'}$  :  $P_{b'} < P_m$  et le rotor sera soumis à un couple d'accélération. Sous l'action de ce couple, l'angle  $\delta$  continue à augmenter de ( $b'$  à  $b''$ ) provoquant une diminution progressive de la puissance rendant la machine hors synchronisme alors le système ne retournera jamais à  $\delta_0$ . [5] Pour le point "c" et pour une variation  $\Delta\delta > 0$ , la machine tombe vers l'instabilité et pour une variation  $\Delta\delta < 0$ , la machine revient à l'état initial (point "c"). On peut donc dire que sur la branche  $\delta$  ( $0^\circ$  à  $90^\circ$ ) de la caractéristique  $P=f(\delta)$  les régimes établis sont stables et pour les régimes correspondants  $\delta$  ( $90^\circ$  à  $180^\circ$ ) les régimes établis sont instables [5]. L'angle  $\delta_0$  est donnée par :

$$\delta = \arcsin \frac{P_e}{P_{max}} \tag{I.32}$$

## **I.7 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire**

A cause de la forte non-linéarité des équations régissant les systèmes électriques, il est fait appel à des différentes méthodes de résolution. Elles peuvent être classées en trois familles :

- ✓ Méthodes d'intégration numériques
- ✓ Méthodes directes
- ✓ Méthodes hybrides

Des méthodes numériques déterminent l'évolution temporelle du réseau en résolvant les équations non linéaires du système de contrôle et en déterminant l'évolution de l'angle, de la fréquence et de la tension du rotor, évaluant ainsi la robustesse du réseau face aux perturbations.

Les défauts des méthodes temporelles mentionnés ci-dessus ont favorisé le développement de méthodes non conventionnelles, notamment des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov. [10]

Ces méthodes évaluent la stabilité transitoire en évitant de résoudre des équations différentielles. La méthode à aire égale est la méthode la plus couramment utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un système à machine unique.

Les méthodes hybrides surmontent deux limitations des méthodes directes, comme suit :

L'estimation des problèmes de stabilité peut être réalisée en considérant un système mono-machine ou un système à deux machines équivalent à un système multi-machines.

Le problème de modélisation peut être résolu en incluant des fonctions de Lyapunov calculées par des méthodes d'intégration numérique. [10]

Compte tenu de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux électriques, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs qui souhaitent éviter tout événement pouvant conduire à un black-out.

La compensation est une technique de gestion de l'énergie réactive visant à améliorer la qualité de l'énergie dans les réseaux AC.

Ceci peut être réalisé de plusieurs manières avec les objectifs suivants [10] :

- ✓ Correction du facteur de puissance.
- ✓ Amélioration de la régulation de tension.
- ✓ Equilibrage de charge.

### **I.7.1 Méthodes d'intégration numériques**

En déterminant l'évolution temporelle par résolution, vis à vis, de l'ensemble des équations intégro-différentielles non linéaires qui régissent les phénomènes de stabilité transitoire, ces méthodes mettent en avant la robustesse du réseau face à de grosses perturbations. En fournissant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, les méthodes implicites d'intégration numérique sont généralement utilisées pour résoudre l'ensemble des équations (par exemple, la méthode trapézoïdale).

L'évaluation est divisée en deux étapes :

La phase de défaut est caractérisée par un intervalle de temps très court (de l'ordre de 100 ms). Phase qui suit l'élimination d'un défaut et peut durer quelques secondes (généralement, un système est considéré comme stable s'il maintient sa synchronisation après quelques secondes). Parfois, on évalue la stabilité : savoir si le système perd la synchronisation après un certain temps d'élimination des défauts.

Chaque fois que le critique temps de compensation(CCT) pour l'élimination des défauts est utilisé pour évaluer la limite de stabilité. [10]

Il suffit de vérifier que les angles du rotor des différentes machines évoluent dans une marge de valeurs spécifique pendant la simulation pour détecter la stabilité. [10]

### **I.7.2 Méthodes directes**

C'est une méthode qui nous donne La rapidité (le temps de calcul court) et La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

Cependant, ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille. Une limitation dans la modélisation du réseau, Et ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau. [10]

### **I.7.3 Méthodes hybrides**

Les deux contraintes des méthodes directes sont surmontées par les méthodes hybrides de la manière suivante :

L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines.

Les méthodes d'intégration numériques peuvent être utilisées pour résoudre le problème de modélisation en intégrant la fonction de Lyapunov.

Souvent employée pour évaluer la stabilité transitoire, la méthode SIME (SIngle Machine Equivalent) est une méthode hybride qui combine la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude avec le critère d'égalité des aires appliqué au système mono machine équivalent. Cette combinaison offre deux informations essentielles concernant la stabilité transitoire , à savoir.

L'identification des machines critiques (responsables de la rupture éventuelle du synchronisme), et l'évaluation de la marge de la stabilité. [14]

### **1.8 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire**

Il est évidemment souhaitable que le système électrique soit capable de supporter autant de Soyez aussi perturbateur que possible sans devenir instable. Cependant, nous sommes conscients que ce n'est pas possible de concevoir un système capable de gérer toutes les possibilités imaginables, Il est donc nécessaire de limiter les interférences prises en compte lors de la conception du système. Généralement, Nous ne considérons que les défauts les plus courants du système. C'est aussi important de considérer les conséquences des défauts ou des perturbations pendant le processus de conception Un système systématique.

De manière générale, on peut dire que plus on investit dans un système, mieux il fonctionne. Restez stable. Nous sommes donc confrontés à un problème d'optimisation très technique et économique. Complicé. De plus, un certain nombre de paramètres sont dans Le processus d'optimisation est très difficile à quantifier. Théoriquement, la valeur optimale La fiabilité de l'approvisionnement fait référence à l'augmentation marginale de la valeur perçue Le coût d'investissement pour le client est égal au coût d'investissement nécessaire pour cette réalisation de croissance fiabilité. Pratiquement il est évidemment impossible de déduire cet optimum, et il faut juger par des méthodes différentes si les consommateurs sont satisfaits de la fiabilité du système, et sinon s'ils sont prêts à payer plus pour l'améliorer. [5]

### 1.8.1 Augmentation de la constante d'inertie des générateurs

Cela rend le rotor plus difficile à accélérer en cas de défaut, et Le risque de perte de synchronisation est réduit. Dans la plupart des cas, il s'agit d'un problème très Cher et ne peut être utilisé que dans des cas spéciaux, par exemple en installant un volant d'inertie sur une petite unité hydroélectrique. [5]

### 1.8.2 Augmentation de la puissance active

Pour les défauts affectant le réseau, le système conservera sa Stabilité si  $\delta$  n'atteint pas  $\delta_{m1}$  (limite de stabilité). en augmentant Puissance active, pour une puissance mécanique donnée, marge de stabilité est également en augmentation . La solution peut être d'augmenter la tension de fonctionnement ou de réduire la réactance de transfère XE par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois). [14]

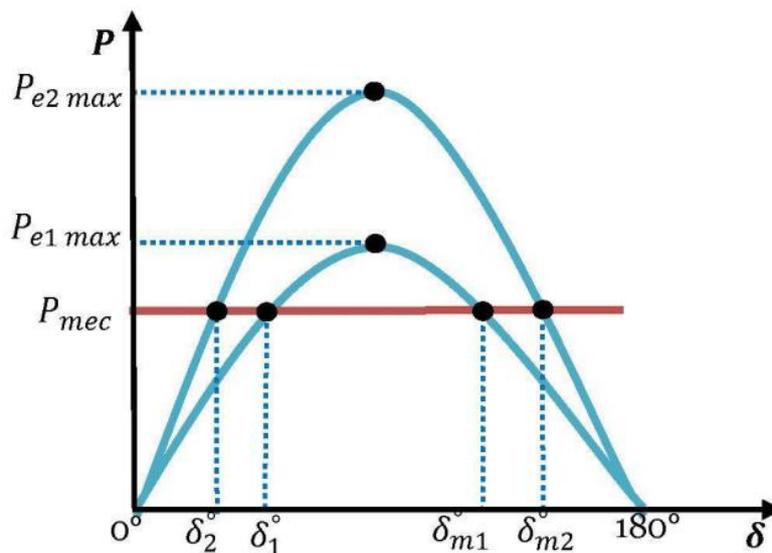


Figure I .9 influence de la puissance active sur la marge de stabilité [14]

### 1.8.3 Installation de protections rapides et de disjoncteurs rapides

Cela réduit la durée d'existence d'un défaut et donc le temps nécessaire à son apparition. L'accélération du rotor du générateur diminue. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée. [5]

### **1.8.4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz**

En régulant rapidement la puissance mécanique pendant et après un problème, il est possible de réduire l'accélération des rotors. Pour des raisons de sécurité, il n'est pas applicable aux centrales nucléaires. La technique n'a pas été largement employée, car elle affirme imposer des contraintes thermiques et mécaniques considérables sur les vannes, les turbines, etc. [5]

### **1.8.5 Installation de résistances de freinage**

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides proches d'un générateur critique afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut. La charge électrique de ce générateur augmente et le danger de perdre le synchronisme est diminué. [5]

## **1.9 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire**

Étant donné son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, il demeure un défi majeur pour les ingénieurs d'améliorer la stabilité transitoire afin d'éviter tout événement susceptible de provoquer un blackout

### **1.9.1 Amélioration par les moyens classiques**

#### **1.9.1.1 Compensateur synchrone**

Les compensateurs synchrones sont également des alternateurs synchrones reliés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne produisent donc pas de puissance active. [5]

#### **1.9.1.2 Compensateur statique**

C'est-à-dire compensation de la puissance réactive est intégré au réseau. Les compensateurs statiques sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances [5]

##### **1.9.1.2.1 Bancs de condensateurs**

Les bancs de condensateurs représentent les moyens les plus économiques de fournir la puissance réactive dans les systèmes électriques. Ils peuvent être connectés au réseau pour

injecteur de la puissance réactive. Ce sont des opérateurs de système locaux qui les installent et les contrôlent. Ces banques sont installées par les opérateurs dans des endroits précis afin de fournir la quantité de puissance réactive nécessaire au système local. Les pertes d'énergie peuvent être diminuées, le profil de tension peut être amélioré, le facteur de puissance peut être corrigé et la capacité de transmission de puissance du système peut être augmentée. Il diminue la vitesse de rotation du premier rotor et offre une meilleure résistance aux oscillations du rotor suivant. Il accroît également le TCID, ce qui entraîne une augmentation des limites de ST. [5]

On peut améliorer la qualité de l'alimentation en utilisant des batteries de condensateurs en respectant la norme de variation de tension de  $\pm 5\%$  et en diminuant les pertes thermiques dans les alimentations. Cependant, l'utilisation de batteries de condensateurs présente plusieurs inconvénients, comme la possibilité de générer des harmoniques d'ordre supérieur et le fait qu'une commutation fréquente (ON/OFF) des condensateurs individuels peut entraîner des transitoires de commutation défavorables qui peuvent causer des dommages à l'équipement. [5]

Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de 20 kV, ce qui signifie qu'ils conviennent aux réseaux de distribution. Le réseau de transport et de répartition est équipé de bancs de condensateurs, aux niveaux des tensions de 63/90/225 kV, mais leur prix est plus coûteux.

Les banques de condensateurs ont également une réponse lente par rapport à d'autres dispositifs de réseau plus intelligents et ne peuvent pas s'adapter à un changement soudain de la sortie de la production locale distribuée en fonction des ressources renouvelables. Ainsi, il est nécessaire de mettre en place des systèmes de contrôle plus adaptables, rapides et fiables pour ces batteries de condensateurs afin de répondre aux exigences de puissance réactive dans les réseaux, ce qui peut entraîner une forte pénétration de la PD basée sur les énergies renouvelables. [5]

### **I.9.1.2.2 Inductances**

Les inductances sont des éléments électriques à haute tension qui sont utilisés pour fournir la puissance réactive économisée pendant les heures de pointe grâce à des lignes à très haute tension ou des câbles. Elles contribuent également à diminuer les surtensions dans les réseaux (en maintenant la tension de réception à une valeur précise). Ils peuvent être reliés

directement au réseau ou être connectés aux transformateurs tertiaires. Elles ont le défaut d'être lourdes et coûteuses. [5]

### **I.9.1.3 Stabilisateur du système de puissance (PSS)**

Les PSS ont largement été employés comme un système de contrôle supplémentaire, qui est souvent appliqué dans le cadre du système d'excitation du générateur. Le PSS est destiné à fournir un amortissement d'oscillation des rotors de la machine synchrone à travers le système d'excitation du générateur et à améliorer les performances de ST du système. De cette manière, il est possible de diminuer les problèmes liés à l'oscillation locale et interzone en produisant des signaux de commande de tension supplémentaires à l'entrée du système d'excitation. Un couple électrique appliqué au rotor est utilisé pour assurer cet amortissement en phase avec la variation de vitesse. [5]

### **I.9.2 Amélioration par les moyens modernes (FACTS)**

Il s'agit d'une technologie plus prometteuse qui propose une réponse viable à ces besoins. Il base sur l'utilisation de l'électronique de puissance et offre aux opérateurs de réseau électrique de contrôler de manière optimale le réseau, que ce soit en régime permanent ou en cas de perturbations. Ces systèmes ont la capacité de produire et d'absorber une quantité de puissance réactive contrôlable pour modifier et réguler les grandeurs du réseau, comme la tension au point de couplage commun ou le flux de courant et de puissance sur une ligne de transmission. [5] Les systèmes FACTS comprennent plusieurs types, notamment : (SVC (Static Var Compensator), CSC (Current Source Converter), TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor), HVDC (High-Voltage Direct Current), STATCOM (Static Synchronous Compensator) ....)

Un STATCOM est un des dispositifs FACTS (Flexible Alternatif Current Transmission System) les plus couramment employés, connecté en parallèle avec le système d'alimentation basé sur un convertisseur de tension, qui contrôle la tension au point de couplage commun et qui peut générer ou absorber une puissance réactive. Aux basses tensions du système, le STATCOM génère de la puissance réactive en forçant son contrôleur à travailler en zone capacitive, tandis qu'aux hautes tensions du système, il absorbe la puissance réactive du système en forçant le contrôleur à travailler dans la région Inductive. [5]

## I.10 Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons présenté dans un premier temps les notions de stabilité des réseaux d'énergie électrique et ses différents types sont brièvement exposés. La stabilité des réseaux est un concept clé dans de nombreux domaines scientifiques, notamment en écologie, en mathématiques et en automatique. Elle se réfère à la capacité d'un système à maintenir son état ou sa structure face aux perturbations ou aux changements internes ou externes. En mathématiques, la stabilité est souvent étudiée à l'aide de la théorie de Lyapunov, qui fournit des outils pour analyser la stabilité de systèmes dynamiques. Cette théorie a été appliquée à divers domaines, notamment en automatique, où elle est utilisée pour concevoir des systèmes de contrôle robustes. Dans le contexte des modèles stochastiques, la stabilité est également un concept important. Les méthodes de stabilité de Lyapunov sont souvent utilisées pour étudier la stabilité de systèmes à événements discrets, tels que les réseaux. Sans oublier le TCID qui a un rôle principal dans le domaine de l'étude de la stabilité transitoire qui est le sujet principal de ce chapitre. En résumé, la stabilité du réseau électrique est un sujet important dans la science de l'énergie électrique. Elle se divise en trois types de stabilité : statique, dynamique et transitoire, qui peut être étudiées en considérant la topologie du réseau sous différents angles selon la nature de la perturbation et la taille de la faille, selon le temps d'évaluation [7].

**CHAPITRE II**  
**L'intégration de l'énergie**  
**éolienne sur le réseau de**  
**transport**

## II.1. Introduction

L'énergie renouvelable est une énergie dont les sédiments ont été reconstruits sa durabilité est au moins égale au taux de consommation. Leurs différentes formes ont leurs particularités selon leur nature.

Il est clairement affirmé que leur potentiel en termes d'énergie disponible est très différent. L'intégration des énergies renouvelables peut aider à réduire le manque et la fin attendue des ressources naturelles et limiter les émissions de polluants dans l'atmosphère. Il existe un secteur des énergies renouvelables. Ils font de la production énergie mécanique, énergie électrique et énergie thermique. [11]

L'énergie éolienne est une ressource dérivée du soleil et provient du mouvement des masses d'air indirectement attribuables à la lumière solaire de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la Terre et le refroidissement d'autres, des différences de pression se créent et les masses d'air sont en mouvement permanent. Environ 0,25 % du rayonnement solaire total est converti en énergie éolienne. L'énergie éolienne est une source d'énergie « renouvelable » non dégradante, largement distribuée et, surtout, présente des corrélations saisonnières (la demande d'électricité est plus élevée en hiver et la vitesse moyenne du vent est généralement la plus élevée pendant cette période).

L'énergie éolienne est désormais une réalité. L'énergie éolienne est dans une phase de développement global en termes de capacité installée mondiale, et plusieurs facteurs ont été et sont toujours à l'origine de sa croissance : L'énergie éolienne est propre, abondante, prometteuse et constitue l'énergie renouvelable la plus fiable. [11]

L'intégration croissante de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques soulève des questions sur sa capacité à maintenir la stabilité du système lors de perturbations transitoires. La stabilité transitoire fait référence à la capacité du réseau à rester stable et synchronisé après un court-circuit ou un déséquilibre soudain entre production et consommation. L'impact de l'énergie éolienne dépend de plusieurs facteurs comme la pénétration éolienne, la technologie des éoliennes (à vitesse fixe ou variable) et leur contrôle. Les éoliennes à vitesse variable avec convertisseurs électroniques ont généralement un impact moindre car elles découplent la dynamique des rotors des générateurs des oscillations du réseau. Cependant, une forte pénétration éolienne peut réduire l'inertie du système et la capacité de réserve de puissance, dégradant la stabilité transitoire. Des études de stabilité transitoire sont

donc nécessaires pour évaluer les limites d'intégration éolienne et identifier les besoins en services système (inertie synthétique, réserves, etc.).

## II.2 Historique de l'éolien

L'énergie du vent est la première à avoir été exploitée par l'homme parmi toutes les énergies renouvelables, à l'exception de l'énergie du bois. Elle a été employée depuis l'Antiquité, qui est utilisée pour propulser les navires, puis pour les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premiers usages de l'énergie éolienne datent d'environ 2 000 ans avant J.-C. Le fondateur de la puissance de Babylone, Hammourabi, avait élaboré un vaste plan d'irrigation de la Mésopotamie à l'aide du vent. [12]

Les premiers moulins à vent ont été introduits en Europe au début du Moyen Âge. Initialement utilisés pour moulinier le grain, d'où leur appellation de "moulins", ils furent également employés aux Pays-Bas, afin de dégager des lacs ou des zones inondées. Les moulins à vent sont présents dans toute l'Europe dès le XIV<sup>e</sup> siècle et deviennent la principale source d'énergie. [12]

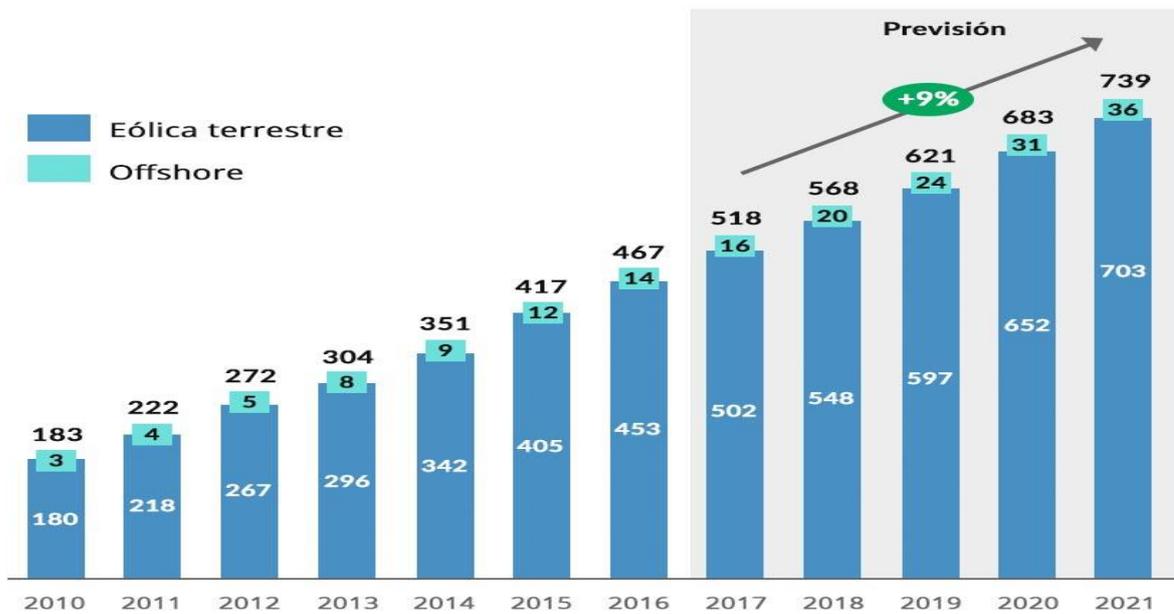
Lorsque la machine à vapeur est introduite, les moulins à vent commencent à disparaître progressivement. L'électricité apporte à Poul La Cour en 1891 l'idée d'intégrer une génératrice à une turbine éolienne. De cette manière, on a pu « redécouvrir » et renouveler l'énergie du vent (au Danemark, dans les années 40, 1300 éoliennes ont été construites). Les aérogénérateurs ont connu une expansion massive au début du siècle dernier aux États-Unis, où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'électricité dans les campagnes isolées. Au début des années 60, il a travaillé dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. Dans le monde, la crise pétrolière de 1973 s'est renforcée à nouveau la recherche et les avancées éoliennes. [12]

## II.3 Evolution de l'énergie éolienne dans le monde

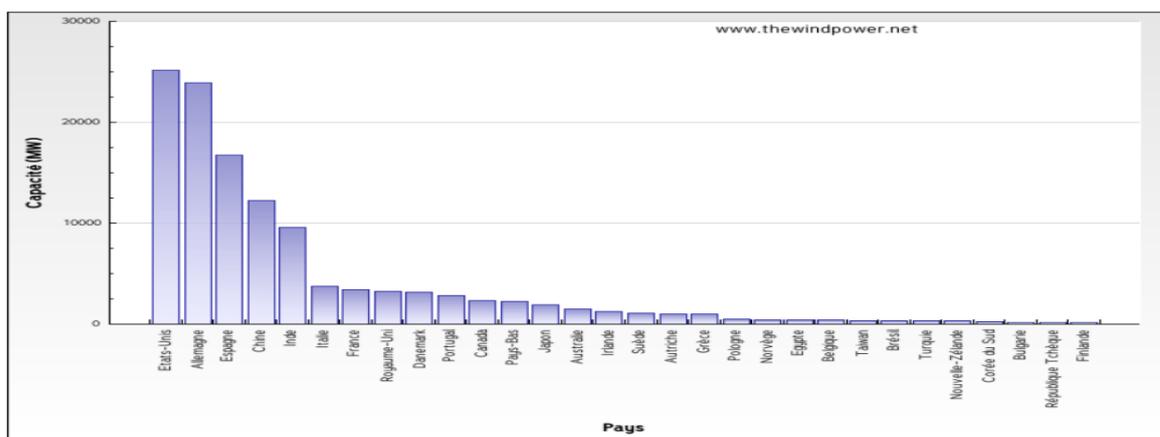
L'énergie éolienne a connu une évolution significative au fil du temps, passant de ses origines anciennes à des installations modernes et efficaces. [12]

Les premières éoliennes électriques apparaissent à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle aux États-Unis, avec des prototypes comme celui de Charles F. Bush à Cleveland. Les éoliennes ont connu une période de stagnation avec l'essor des énergies fossiles au XX<sup>e</sup> siècle, mais ont repris de l'importance avec l'essor des énergies renouvelables. [12]

L'énergie éolienne est devenue une source d'énergie renouvelable majeure, avec des installations terrestres et offshore. Les coûts de développement ont diminué, rendant l'énergie éolienne compétitive avec les énergies traditionnelles. Les perspectives pour l'avenir incluent le développement de parcs offshore, qui pourraient représenter 50 % de l'électricité consommée dans l'Union Européenne en 2050. Les innovations technologiques et les réseaux intelligents sont appelés à jouer un rôle important dans le développement de la filière éolienne. En résumé, l'énergie éolienne a connu une longue histoire, passant de ses origines anciennes à des installations modernes et efficaces, et continue de se développer pour répondre aux besoins énergétiques renouvelables et durables. [12] [8]



**Figure II.1:** Évolution et prévisions de la capacité cumulée d'énergie éolienne dans le monde (GW) [9]

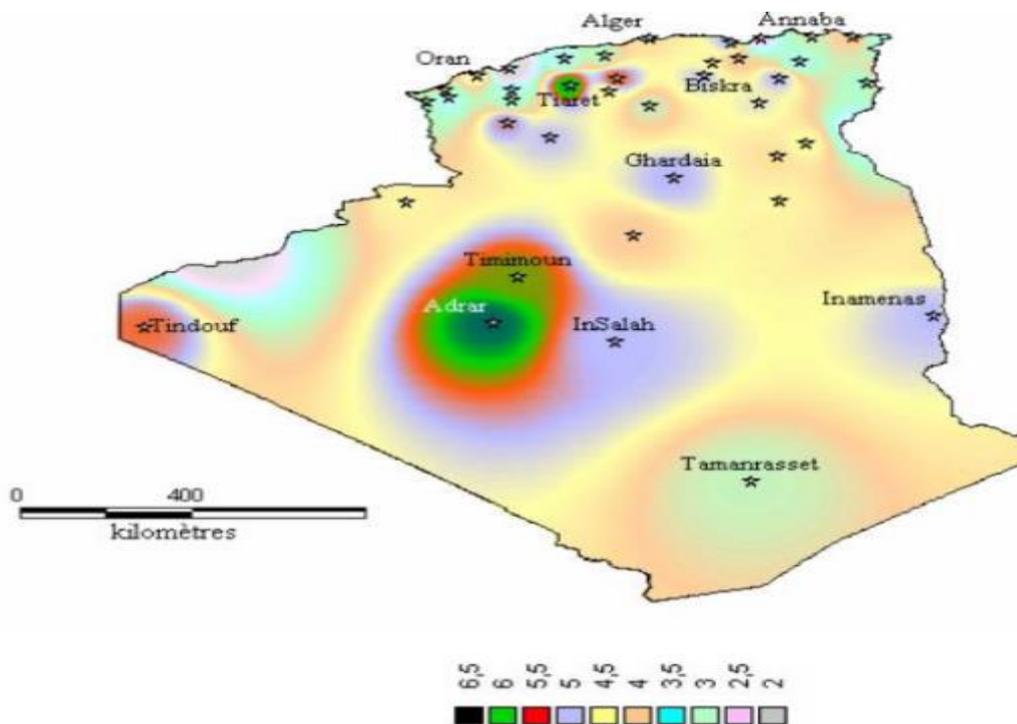


**Figure II.2 :** La puissance éolienne installée par pays en MW (en janvier de l'année 2010) [12]

## II.4 Gisement éolienne en Algérie

Le gisement éolien en Algérie est considéré comme un potentiel énergétique renouvelable important pour le pays. Voici quelques points clés sur le sujet :

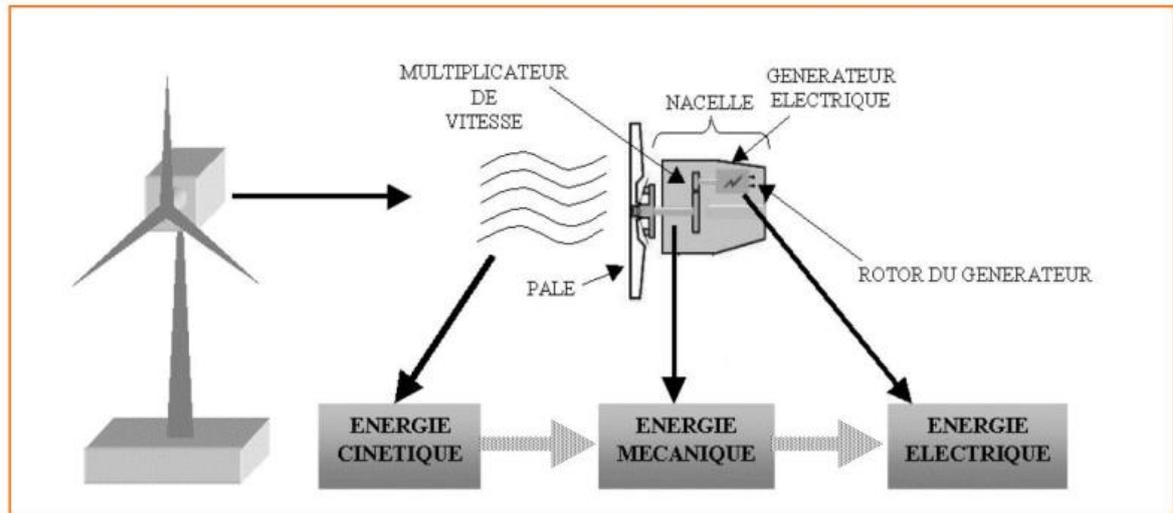
L'étude du gisement éolien en Algérie est en cours, avec des stations de mesure éoliennes complémentaires en cours d'installation. Les données collectées sont essentielles pour évaluer le potentiel éolien et identifier les régions les plus favorables à l'implantation de fermes éoliennes. Le potentiel énergétique éolien en Algérie est estimé à 18 GW, ce qui offre des perspectives prometteuses pour l'exploitation offshore. Les régions les plus favorables pour l'implantation de fermes éoliennes sont celles avec des vitesses de vent moyennes élevées, comme le site d'In Salah (6,4 m/s) et Adrar (6,3 m/s).



**Figure II.3** : la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [25]

## II.5 Principe de la conversion de l'énergie éolienne

Le principe de conversion d'énergie éolienne consiste à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ou électrique. Voici les étapes clés de ce processus :



**FigureII.4** : les étapes clés de la conversion d'énergie éolienne [7]

## II.6 Principaux composants d'une éolienne (à axe horizontal)

Les principaux éléments utilisés pour décrire une éolienne sont principalement constitués de quatre sous-ensembles. Le rotor, composant rotatif de l'éolienne, est positionné en hauteur pour accueillir des vents forts et réguliers. Celui-ci est constitué de pales (généralement 3) en matériau composite qui sont entraînées par l'énergie cinétique du vent. Connexions par un moyeu. En moyenne, ces dernières ont une longueur de 25 à 60 mètres et peuvent tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute. [11]

La nacelle, un élément qui est soutenu par le mât et qui contient les divers éléments mécaniques. Selon le type d'alternateur utilisé, les éoliennes à entraînement direct sont différentes de celles équipées de train d'engrenages (multiplicateur/réducteur). [16]

L'adaptation de la vitesse de rotation des alternateurs classiques est nécessaire en fonction du mouvement initial du rotor. [16]

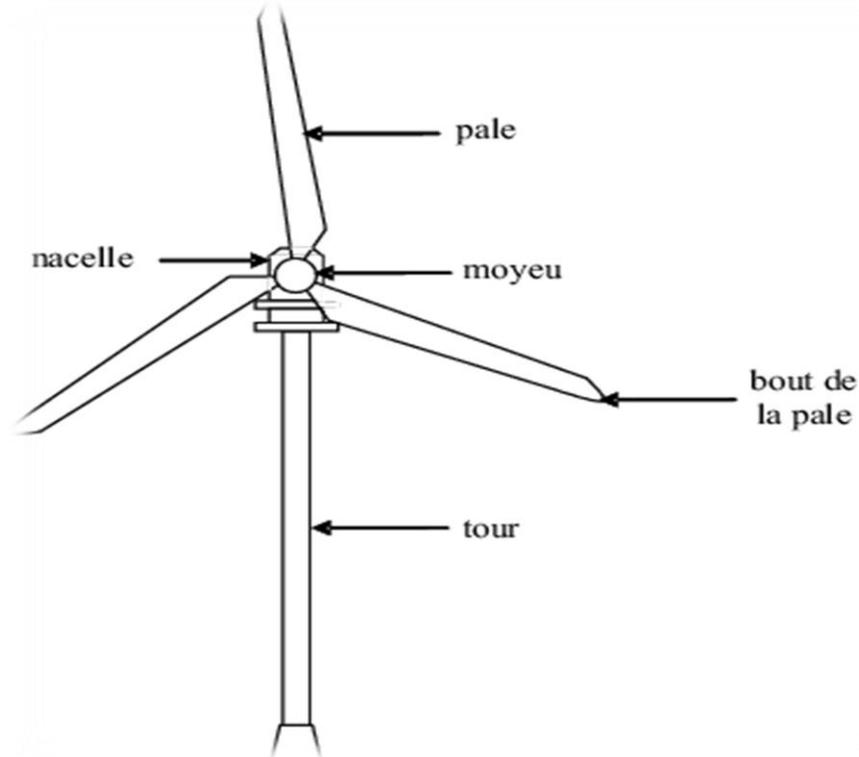
La tour, qui est constituée du mât, du système de contrôle électrique et du convertisseur. Le mât veille sur la nacelle. De 50 à 130 mètres de haut, il a un diamètre à son pied de 4 à 7 mètres. Un trou en bas du mât.

La possibilité d'accéder aux divers équipements de l'éolienne, tels que le transformateur, permet d'augmenter la tension de l'électricité produite pour l'injecter dans le réseau. [16]

La base, souvent circulaire et en béton armé dans le cas des éoliennes terrestres, qui permet de maintenir la structure globale. [16]

**Tableau II.1:** classification des turbines

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyen	12m a 45 m	DE 40 KW a 1 MW
Grand	46 m et plus	1 MW et plus

**Figure II.5 :** Composants d'une éolienne horizontale [24]

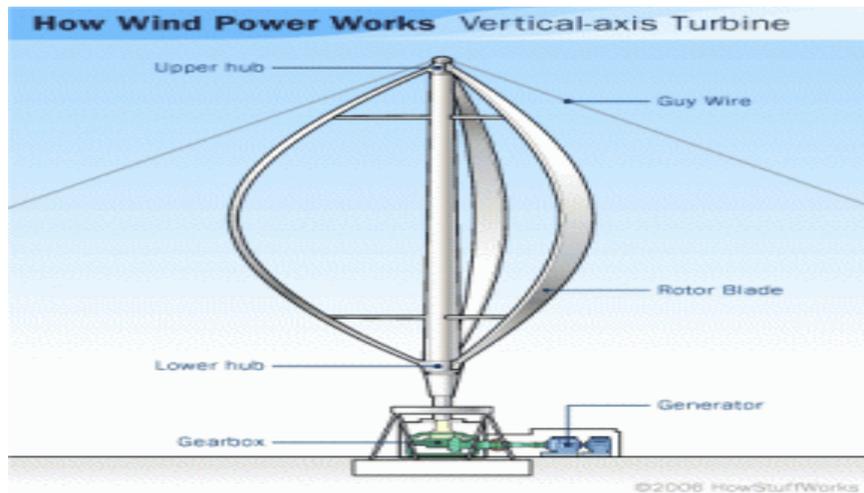
## II.7. Différents types d'éoliennes

Les éoliennes sont divisées en deux grandes catégories : les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

### II.7.1 Eolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité, contredisant les éoliennes conventionnelles à axe horizontal. Les éoliennes de ce type (Fig. II.6) ont fait l'objet de nombreuses études. Elle présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et de disposer d'éléments mécaniques

(multiplicateurs et générateurs) au sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. Cependant, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et au mât sont souvent très lourdes. Et supportent de fortes contraintes mécaniques, incitant ainsi les constructeurs à abandonner quasiment ces éoliennes (sauf celles de très faible puissance) au profit des éoliennes à axe horizontal. [16]



**Figure II.6 :** Éoliennes à axe vertical [19]

### II.7.2. Eolienne à axe horizontal

Ce sont actuellement les machines les plus utilisées car :

- ✓ Elles sont plus efficaces que toutes les autres machines. On les appelle éoliennes à axe horizontal car l'axe de rotation du rotor est horizontal, parallèle à la direction du vent.
- ✓ Ils ont généralement une hélice à deux ou trois pales, ou plusieurs hélices pour pomper l'eau.
- ✓ Haut rendement.
- ✓ Les éoliennes à axe horizontal (ou à hélice) sont de conception simple [16]

Les éoliennes sont divisées en trois catégories en fonction de leur puissance nominale.

- ✓ Éolienne de petite puissance : moins de 40 *W*.
- ✓ Éoliennes de moyenne puissance : 40 à plusieurs centaines *kW*.
- ✓ Éoliennes de grande puissance : supérieure à 1 *MW*.

A titre de comparaison, le tableau ci-dessous catégorise ces turbines en fonction de la puissance fournie par la turbine et du diamètre de l'hélice. [16]

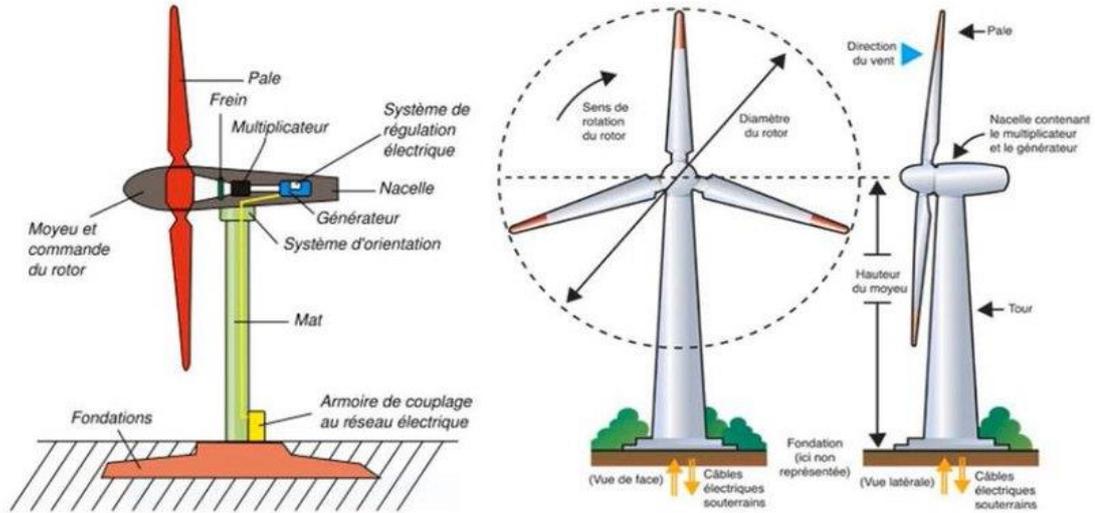


Figure II.7 : Eoliennes à axe horizontal [20]

**II.8. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique**

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur les éoliennes puis en énergie électrique via les éoliennes. Énergie  $dE$  d'une colonne d'air de longueur  $dl$ , section  $S$ , densité  $\rho$  animée par la vitesse  $V$ . [16]

$$dE = 1 \rho S V^3 \dots\dots\dots II.1$$

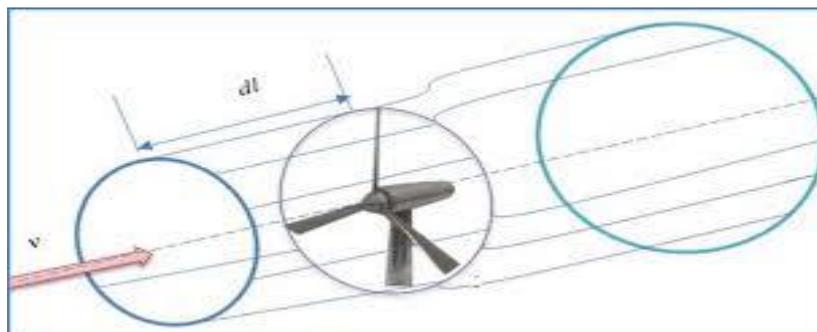


Figure II.8 : Conversion aérodynamique en énergie électrique. [21]

**II.8.1. Loi de Betz**

Une éolienne est un appareil qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Sur la base de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement traversant la section de la surface active  $S$  de l'aile, la puissance de la masse d'air traversant la surface équivalente à la surface active  $S$  de l'aile éolienne est donnée par:

$$P_{\vartheta} = \frac{1}{2} \rho s V_{\vartheta}^3 = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V_{\vartheta}^3 \quad \text{II.2}$$

$\rho$  : Densité de l'air 1.225kg.m-3

$s$  : Surface balayée par le rotor de l'éolienne

$V_{\vartheta}$  : Vitesse de vent

$C_p$  : Coefficient de puissance de l'éolienne

Selon la loi d'Albert Bates, cette puissance ne peut jamais être entièrement

extrait, La puissance maximale qu'une éolienne peut capter est égale à la limite de Betz :

$$P_{max} = \frac{16}{27} P_{\vartheta} = 0.59 P_{\vartheta} = C_p P_{\vartheta} \quad \text{II.3}$$

Sous cette forme , la formule de Betz stipule que l'énergie maximale possible est L'énergie cinétique captée par l'éolien ne peut en aucun cas excéder 59% de l'énergie cinétique La masse d' air qui le traverse par seconde . De cette façon , le coefficient de puissance maximum Définition théorique :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{max}}{P_{\vartheta}} = \frac{2P_{max}}{\rho s V_{\vartheta}^3} = 0.59 \quad \text{II.4}$$

En fait , jusqu'à présent, seulement 60 à 70 % de cette puissance maximale théorique Peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement est appelé coefficient. La puissance  $C_p$  d'une éolienne est propre à chaque pale . Ce coefficient est lié à la puissance Vitesse du vent de l'éolienne :

$$C_p = \frac{2P_{opt}}{\rho s V_{\vartheta}^3} \quad \text{II.5}$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spéciale est nommé La vitesse réduite  $\lambda$ , qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent [12]:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V_v} \quad \text{II.6}$$

### 1.8.2 Production d'énergie mécanique :

La puissance mécanique  $P_m$  disponible sur l'arbre d'un éolien s'exprime comme si :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} P_{mt} = C_p P_{mt} = \frac{1}{2} C_p \lambda \rho \pi R^2 V_1^3 \quad \text{II.7}$$

$\lambda$ :Vitesse relative de l'éolienne.

$R$  : Résistance électrique.

$$\lambda_1 = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \quad \text{II.8}$$

Avec :

$\Omega_1$  : vitesse de rotation avant multiplicateur et R : rayon de l'aérogénérateur.

$V_1$  : Vitesse du vent respectivement en amont de l'éolienne

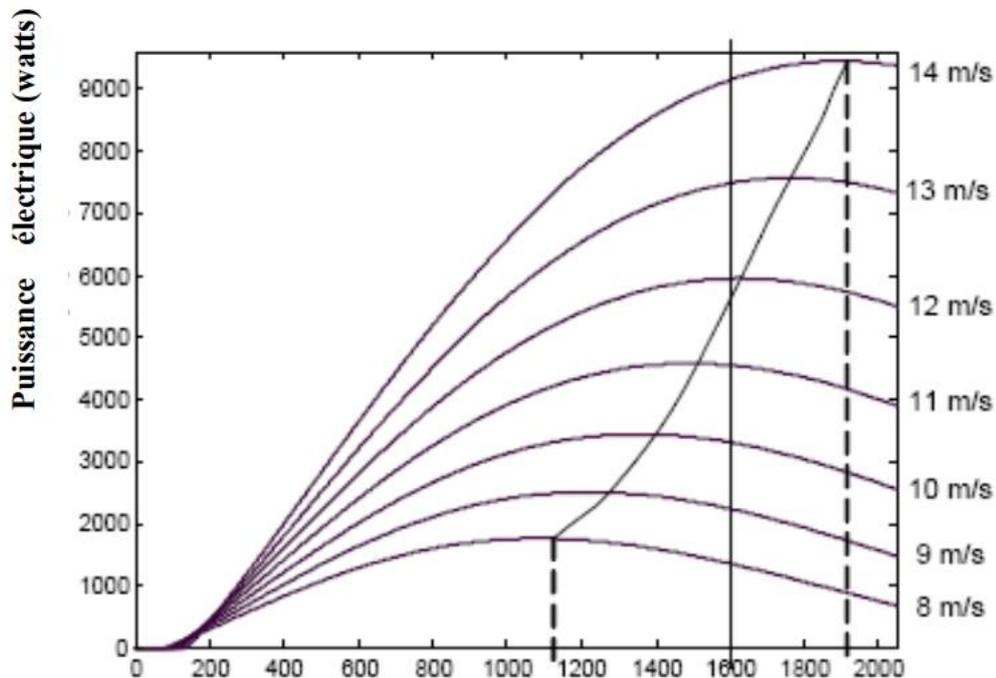
Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K, la puissance mécanique  $P_{mg}$  disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left( \frac{\Omega_2 R}{K V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad \text{II.9}$$

Avec :

$\Omega_2$  : vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet de déterminer un ensemble de caractéristiques qui indiquent la puissance disponible pour différentes vitesses un ensemble vent en fonction de la vitesse de rotation du générateur .de caractéristiques qui indiquent la puissance disponible pour différentes vitesses de vent en fonction de la vitesse de rotation du générateur.



**Figure II.9** : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donnée [12]

## II.9 Utilisation des systèmes éoliens

Les systèmes éoliens sont des installations qui convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Voici les principaux points sur leur utilisation.

Mécanisme de fonctionnement : Les éoliennes sont composées de plusieurs éléments clés :

Hélice : transforme le vent en énergie mécanique.

Transmission mécanique : par l'arbre, transmet l'énergie mécanique à la génératrice.

Génératrice : convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

Liaison électrique : achemine l'énergie électrique vers le réseau électrique. [11]

## **II.10 Avantage et inconvénient d'un système éolien**

Il est évident que l'essor de l'énergie éolienne est associé aux bénéfices de l'exploitation de ce type d'énergie. Il est important d'examiner les inconvénients de cette source d'énergie afin de ne pas les rendre un obstacle à son développement. [11]

### **II.10.1 Les Avantages**

Ressource renouvelable : l'énergie éolienne est non dégradée et ne produit pas de rejets atmosphériques ni de déchets radioactifs.

Flexibilité et fiabilité : les éoliennes peuvent être installées dans des sites isolés et offrent une production d'énergie régulière.

Croissance rapide : l'énergie éolienne est la source d'énergie qui croît le plus vite dans le monde, avec une croissance annuelle moyenne de 40%. [11]

### **II.10.2 Les inconvénients**

Coûts supplémentaires : les systèmes éoliens nécessitent des investissements supplémentaires pour les convertisseurs, les commandes, et les interfaces de connexion au réseau.

Complexité des convertisseurs : les convertisseurs de puissance utilisés dans les éoliennes sont complexes et nécessitent des stratégies de commande spécifiques pour maximiser la capture d'énergie.

Impact acoustique : les éoliennes peuvent produire du bruit, nécessitant des études de développement et des mesures pour limiter les Puissances. [11]

## **III.11 Types d'aérogénérateurs dans les systèmes éoliens**

Le dispositif de génération éolienne reçoit l'énergie mécanique et la transforme en énergie électrique. Il y a différents types de technologies qui peuvent être utilisées comme générateurs dans un système aérodynamique qui nécessite des caractéristiques essentielles.

Particulier. [15]. Les principaux types de systèmes éoliens sont :

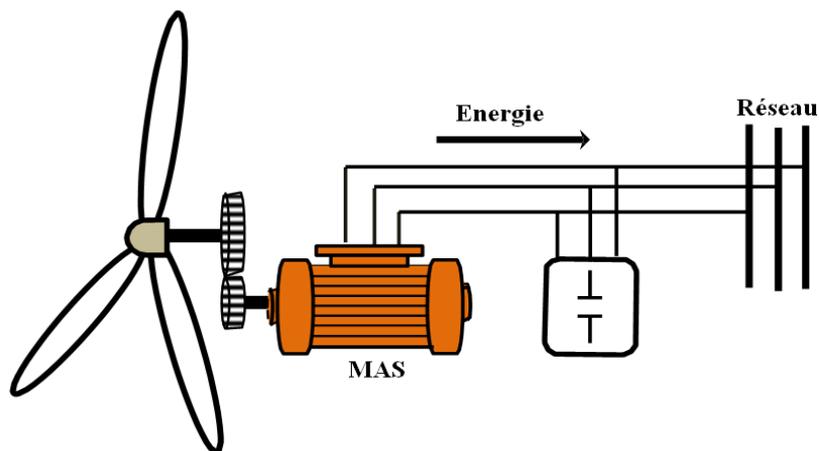
### II.11.1. Système à base de la machine Asynchrones à cage (MAS)

Le fonctionnement à vitesse variable de la machine asynchrone à cage peut être réalisé en introduisant un variateur de fréquence. Cette configuration offre la possibilité de fonctionner à une vitesse variable, sans contrainte physique Théorique, mais en général elle est onéreuse. La configuration est peu utilisée car elle ne rivalise pas avec les autres types de machines, en particulier la machine asynchrone à double alimentation.

La machine dispose d'une paire de pôles fixe, ce qui signifie qu'elle doit fonctionner à une vitesse très restreinte (glissement inférieur à 2%). Étant donné que le réseau impose une fréquence, si le glissement devient trop élevé, les courants statoriques de la machine augmentent et s'intensifient. Ils peuvent devenir dévastateurs. [15]

Ce genre de machine nécessite cependant de l'énergie réactive pour magnétiser le rotor de la machine, ce qui entraîne une diminution du facteur de puissance global du réseau. Cependant, cela peut être amélioré en ajoutant des capacités. [15]

Une alternative est d'utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est en général onéreuse (variation de fréquence et multiplicateur de vitesse). La puissance maximale que peut fournir l'éolienne est déterminée par la puissance nominale de la génératrice. Les échangeurs de langues Les équipements utilisés sont conçus pour absorber l'intégralité de la puissance échangée entre la machine et le réseau. Ainsi, ils engendrent un coût considérable, des pertes considérables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et provoquent des perturbations qui affectent le rendement et la qualité de l'énergie fournie. [15]



**Figure II.10 :** Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à fréquence variable

### **II.11.2. Système à base de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)**

La littérature confirme l'importance accordée aujourd'hui à la machine doublement alimentée pour différentes utilisations : génératrice pour les énergies éoliennes ou motrices pour certaines applications industrielles telles que le laminage, la traction ferroviaire ou la propulsion maritime. [15]

La MADA peut généralement être utilisée en mode moteur ou générateur, mais la distinction avec les autres types de machines réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui détermine le mode de fonctionnement moteur ou générateur. Effectivement, il est connu que la vitesse de synchronisation d'une machine à cage doit être inférieure à celle d'un moteur et supérieure à celle d'un générateur. En revanche, pour la MADA, il s'agit de la régulation des tensions rotoriques qui permet de contrôler le champ magnétique à l'intérieur de la machine, ce qui permet de fonctionner en hyper synchronisme ou en hypo synchronisme, tant en mode moteur qu'en mode générateur. [15]

### **II.11.3 Le Générateur Asynchrone à Double Alimentation (GADA)**

La technologie du Générateur Asynchrone à Double Alimentation (GADA) joue un rôle essentiel dans la génération d'énergie éolienne. Grâce à cette technologie, la production d'énergie est mieux régulée et l'efficacité des turbines éoliennes est optimisée.

### **II.11.4 Système à base de la machine synchrone**

Elles sont employées dans la majorité des méthodes classiques de production d'électricité, en particulier dans les systèmes de grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Ces générateurs synchrones sont employés dans le secteur éolien. De 500 kW à 2 MW, les générateurs à induction de même taille sont beaucoup plus onéreux. Le générateur synchrone présente un avantage par rapport au générateur asynchrone, car il ne nécessite pas de courant réactif de magnétisation. On peut obtenir le champ magnétique du générateur synchrone en utilisant des aimants ou en utilisant un bobinage d'excitation traditionnel. Lorsque le générateur est en marche. [15]

Il est équipé d'un nombre adéquat de pôles, ce qui lui permet d'être utilisé pour les

applications d'entraînement direct qui ne requièrent pas d'élévateur. Cependant, il est préférable de choisir un générateur synchrone pour une connexion indirecte au réseau de puissance en utilisant un convertisseur statique, ce qui permet un fonctionnement à vitesse variable. Le générateur à aimants permanents est plus facile et moins onéreux pour des unités de petite taille. Le générateur synchrone est plus onéreux et complexe qu'un générateur asynchrone de taille similaire, à partir de 20 kW environ. [15]

## **II.12 Impact de l'intégration de l'énergie éolienne sur les réseaux de transport**

### **II.12.1 Impacts locaux**

Ce sont les conséquences qui se produisent dans le voisinage (électrique) du point de connexion de l'unité et qui peuvent être directement attribuées à celle-ci. En général, les effets à l'échelle locale sont indépendants du taux de pénétration global des unités de production d'EnR dans le système. Ceux-ci portent sur deux éléments essentiels : la capacité d'accueil du réseau et la qualité de la tension. [5]

#### **II.12.1.1 Capacité d'accueil du réseau**

##### **II.12.1.1.1 Courant en régime permanent**

Lorsqu'un producteur d'EnR est connecté au réseau, il est possible que l'intensité du courant en fonctionnement normal qui traverse un ou plusieurs éléments du réseau (lignes, câbles) augmente. Il existe donc une possibilité de dépasser les valeurs autorisées pour les divers équipements de réseau. La première contrainte à respecter est évidemment de ne pas dépasser ces valeurs admissibles, peu importe la configuration et le point de fonctionnement de la centrale connectée et du système électrique dans lequel elle est intégrée. [5]

##### **II.12.1.1.2 Courant de court-circuit**

Il est ici requis de ne pas dépasser les valeurs maximales autorisées pour les différents dispositifs de réseaux et les conducteurs, ni le pouvoir de coupure des organes de protection. Chaque dispositif de coupure est doté d'un pouvoir de fermeture et d'un pouvoir de coupure sur défaut ; une sur dimension de l'appareil de coupure entraîne un risque de non coupure de l'arc ou de non fermeture du courant de défaut, avec un risque élevé de destruction de l'appareillage. À titre d'exemple, si plusieurs unités de PD sont intégrées au système, le courant de défaut peut augmenter considérablement et dépasser les limites thermiques

autorisées lors d'un court-circuit, pour les lignes concernées (souvent représentées en kA pendant une seconde). [5]

### **II.12.1.1.3 Le profil de tension**

Le profil de tension en régime permanent est influencé par les variations de puissances actives et réactives causées par les sources (quelle que soit leur nature). Les points de connexion d'une installation de production présentent généralement une tension plus élevée, la tension diminuant à mesure que l'on s'en éloigne. Le profil de tension est influencé par le type d'EnR et la technologie utilisée. Ainsi, la mise en place de sources de GED entraînera naturellement des modifications du profil de tension sur le réseau en raison des injections ou des demandes d'énergie. Le profil de tension sera influencé par le transfert de puissance active dans le cas des lignes de distribution (qui présentent un niveau d'impédance plus résistif). En revanche, dans un système de transport à haute tension, étant donné la forte réactivité de l'impédance des lignes aériennes, ce sera le transfert de puissance réactive qui aura un impact sur le profil de tension. [5]

### **II.12.1.2 Qualité de tension**

#### **II.12.1.2.1 Variation de tension**

Lorsqu'il est question de fluctuations de tension, on évoque des variations, des creux et des pics de tension. Le changement de puissance produit, (directement lié aux fluctuations de la vitesse du vent pour les éoliennes ou aux fluctuations de l'ensoleillement pour les centrales photovoltaïques), provoque un pic de tension au point d'interconnexion. Cela restreint clairement la capacité de l'installation afin de maintenir la tension dans les limites réglementaires. Certaines situations, comme le démarrage ou la déconnexion d'une éolienne ou d'une centrale PV, ainsi que l'enclenchement d'un transformateur à vide, peuvent entraîner des sauts de tension (à-coups de tension), ce qui restreint le nombre de génératrices pouvant être connectées à un nœud spécifique du réseau (cet effet est limité par des dispositifs limiteurs ou des règles d'exploitation spécifiques). [5]

#### **II.12.1.2.2 Flicker**

Les fluctuations de tension de courte durée dans le réseau électrique sont appelées Flicker, ce qui peut entraîner le scintillement des ampoules électriques à incandescence. Il est possible que ce phénomène se produise lorsque l'unité de production d'EnR est connectée à

un réseau avec une faible puissance de court-circuit, ce qui entraîne des fluctuations fréquentes de son énergie primaire, ce qui entraîne des fluctuations significatives de puissance. C'est aussi le cas lors d'un passage d'une zone de fonctionnement à une autre. Pour quantifier le taux de Flicker en tension lors d'un fonctionnement continu, des mesures sont réalisées et comparées à la tension de référence afin de déterminer le Flicker produit. [5]

### **II.12.1.2.3 Emission d'harmoniques**

La PD est capable de créer des harmoniques. La gamme d'harmonies varie en fonction de la technologie du convertisseur de puissance potentiel et de la configuration de l'interface envisagée, ce qui peut entraîner une augmentation du taux d'harmonies qui peut avoir un impact considérable sur la qualité du service fourni. Les amplificateurs génèrent des harmoniques dans le réseau. Les anciens convertisseurs de puissance utilisant des thyristors commutés en ligne génèrent des harmoniques plus élevés que les nouveaux onduleurs à IGBT basés sur la Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). [5]

### **II.12.1.3 Plan de protection**

Le plan de protection est un ensemble coordonné de mesures de sécurité qui vise à isoler rapidement un élément en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, etc.) pour assurer la sécurité des biens et des individus. On utilise différents types de relais pour mesurer diverses grandeurs physiques. Les modifications du sens (réseau de production) ou de l'amplitude des courants en régime permanent peuvent être causées par le raccordement de la production d'EnR, ainsi que par les variations des courants de court-circuit, les modifications de la tension, les variations des impédances mesurées, etc. Le bon fonctionnement du plan de protection peut être affecté par ces variations, telles que des aveuglements de protection ou des déclenchements inattendus. [5]

## **II.12.2 Impacts globaux**

### **II.12.2.1 Impact sur le fonctionnement des systèmes**

#### **II.12.2.1.1 L'observabilité et la contrôlabilité du système**

Les GED, en particulier celles qui utilisent des sources d'énergie nouvelle et renouvelable, se distinguent par leur intermittence. Il sera compliqué pour l'opérateur d'évaluer la puissance de sortie de ces producteurs, ce qui entraînera une diminution de la puissance fournie par le

système. La variabilité et les erreurs de prédiction de la production renouvelable sont responsables de cet impact. Ces deux éléments ont un impact sur la planification de la production pour le jour suivant. Le dispatching et l'exploitation (durée, charge partielle, arrêts/démarrages) du parc de production sont les deux principaux aspects qui sont influencés. Ainsi, il est crucial de mettre au point des approches afin d'analyser et d'intégrer l'influence des EnR sur la gestion prévisionnelle du parc de production. [5]

### **II.12.2.1.2 Capacité de transport**

L'effet de l'intégration des EnR sur les capacités de transport varie en fonction de la localisation géographique de la production par rapport à la demande, de la relation entre cette production et la demande, ainsi que de la puissance du réseau initial. La production d'EnR a un impact sur le déplacement de la puissance dans le réseau : elle a la capacité de modifier le sens des flux, d'augmenter ou de diminuer les pertes. L'étude des capacités de transport implique à la fois des analyses statiques (calcul de la répartition des flux de puissance) et dynamiques (analyse de stabilité). [5]

### **II.12.2.2 Comportement dynamique et stabilité des réseaux**

La production de puissance d'une unité de production d'EnR dépend de la disponibilité de l'énergie primaire (par exemple : pour les panneaux solaires photovoltaïques, elle dépend de l'irradiation et pour les éoliennes, elle dépend du cube de la vitesse du vent). [5]

En intégrant des sources à EnR dans le réseau, le TCID (la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perdre de stabilité) sera modifié. Il est donc possible d'observer des fluctuations de la puissance fournie par l'installation de production d'EnR pendant son fonctionnement normal. Les variations, en fonction de leur amplitude, ont un impact direct sur le comportement dynamique du réseau et sur les limites de stabilité en cas de variations brusques et importantes de la puissance fournie par une ou plusieurs unités de grande puissance. [5]

Il est essentiel que le réseau puisse faire face à ces fluctuations en maintenant sa stabilité et en maintenant la tension et la fréquence sur le réseau dans les limites autorisées. Il doit en être de même lors du démarrage d'une unité de production d'EnR ou lors d'une déconnexion. Si l'installation est soudainement déconnectée à pleine puissance, par exemple en raison d'un problème sur le réseau interne de l'installation, il est essentiel que le réseau reste stable, en maintenant la tension et la fréquence dans les limites autorisées. [5]

Les réseaux électriques subissent de nombreuses perturbations (défauts, perte d'une ligne, etc.), ce qui entraîne des régimes perturbés. Il faut les analyser pour garantir que les générateurs évoluent vers des conditions de fonctionnement acceptables (sans perte de synchronisme). On peut distinguer deux types de régimes perturbés : le régime dynamique et le régime transitoire. Après le régime transitoire, intervient le régime dynamique, qui correspond plutôt aux phénomènes plus lents tels que les réponses des régulations, et il peut s'étendre sur plusieurs secondes. Après la perturbation, le régime transitoire s'installe et s'étend sur quelques millisecondes. [5]

### **II.13 Conclusion**

Les études sur l'impact de l'énergie éolienne sur la stabilité transitoire des réseaux de transport électrique soulignent des défis et des solutions cruciales. L'intégration éolienne peut modifier les flux de puissance, entraînant des inversions et des perturbations de fréquence. Les réseaux doivent s'adapter pour gérer ces changements, notamment en renforçant les protections et en équilibrant la production et la consommation. L'augmentation de l'inertie mécanique grâce aux éoliennes peut améliorer la stabilité transitoire, mais la durée et l'emplacement des défauts restent des facteurs clés à considérer pour garantir la fiabilité du réseau.

## **CHAPITRE III**

### **Applications et résultats de simulation**

### III.1 Introduction

Ce chapitre examinera l'effet de l'intégration d'une éolienne dans le réseau électrique traditionnel sur sa stabilité temporaire, ainsi que les moyens d'améliorer le taux de pénétration de cette énergie renouvelable dans le réseau électrique de transport.

### III.2 Présentation de l'outil de simulation

Différents logiciels de simulation ont été employés pour étudier la stabilité transitoire, tels que (Matlab, EMTP, Etap, Power World, PSAT, etc.). Les logiciels sont utilisés pour nous fournir des informations sur les divers éléments d'un réseau électrique et simuler les différentes situations afin d'obtenir les paramètres du réseau. Ces derniers se basent sur les mêmes idées. Dans cette étude, MATLAB a été sélectionné comme outil de simulation. MATLAB est un langage développé par Cleve Moler à la fin des années 1970 à partir de deux bibliothèques, LINPACK et EISPACK3, écrites en Fortran. Professeur de mathématiques à l'université du Nouveau-Mexique, il désire offrir à ses étudiants la possibilité d'utiliser ces deux bibliothèques sans avoir besoin de maîtriser le Fortran. De là, Cleve Moler l'emploie pour des cours à l'université Stanford où il est accueilli de manière mitigée par les mathématiciens habitués au Fortran [14]

Dont la page principale est illustrée ci-dessous :

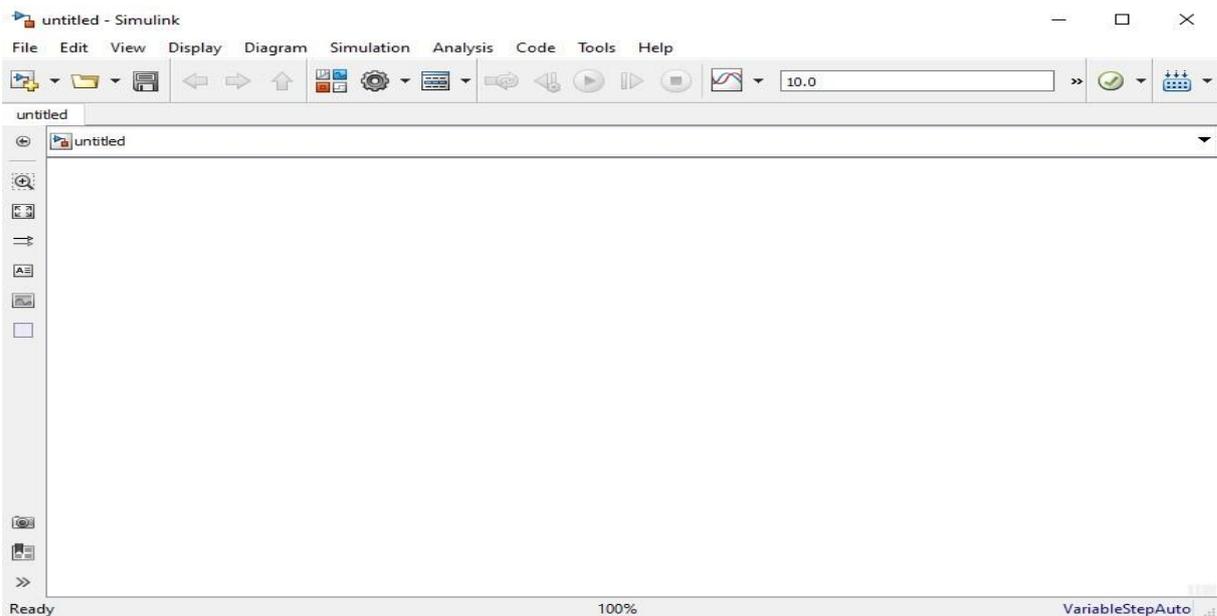


Figure III.1 Model Simulink page

La sélection du Matlab Simulink s'explique par la diversité de sa bibliothèque, illustrée par la figure 3.2, qui couvre les modèles liés aux éoliennes, tels que le modèle du vent, ainsi que les différentes turbines réservées aux éoliennes, telles que celle à cage d'écureuil, à double alimentation et synchrone, comme illustré dans la figure III.2.

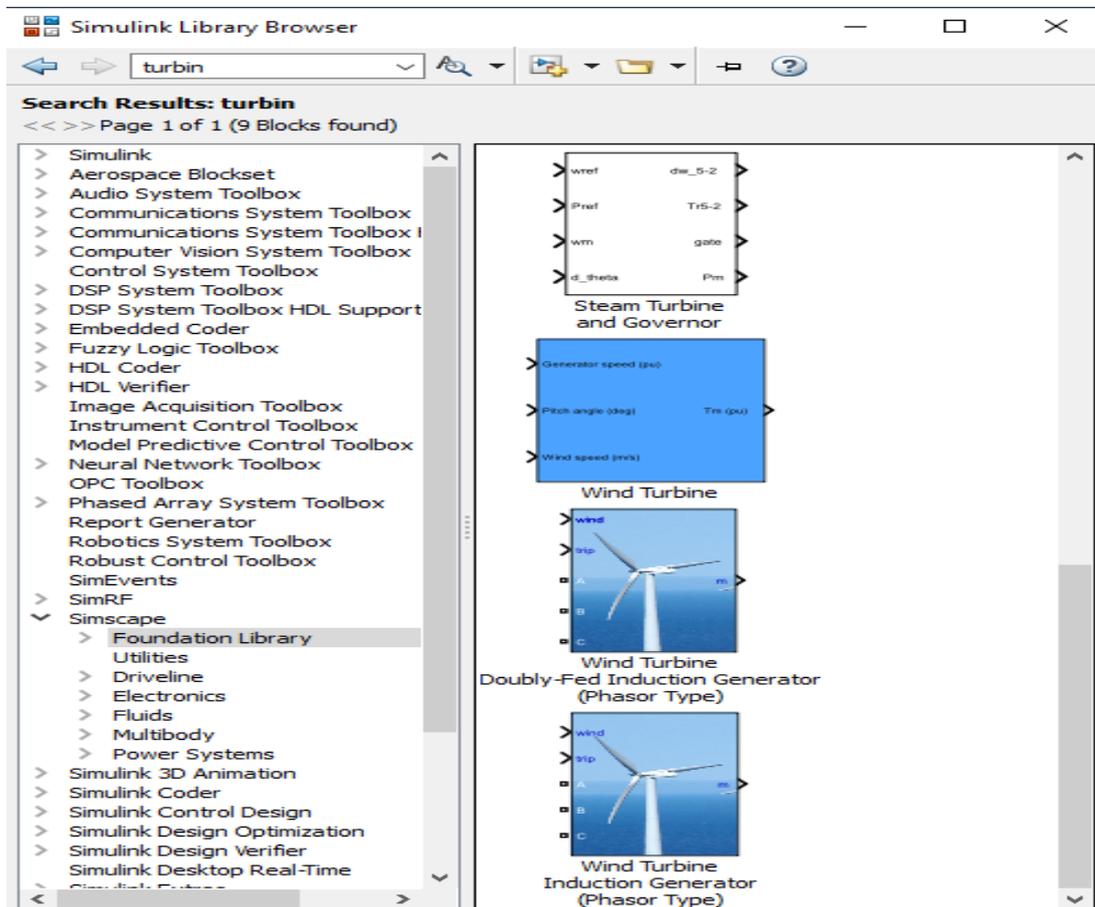


Figure III.2 : Bibliothèque du Simulink

### III.3 Etude de la stabilité transitoire d'un système de transport électrique avec différents taux de pénétration de l'énergie éolienne

#### III.3.1 Description et caractéristique du système étudié

Le modèle de système d'alimentation proposé présenté à la Figure III.3 est constitué d'un GS1 connecté à un bus infini à travers deux transformateurs et deux lignes de transmission. Un système éolienne ou GS2 est connecté via un transformateur une ligne de transmission courte. Les paramètres utilisés du réseau teste SMIB, du système éolienne et du STATCOM ainsi que l'implémentation du modèle sur MATLAB.

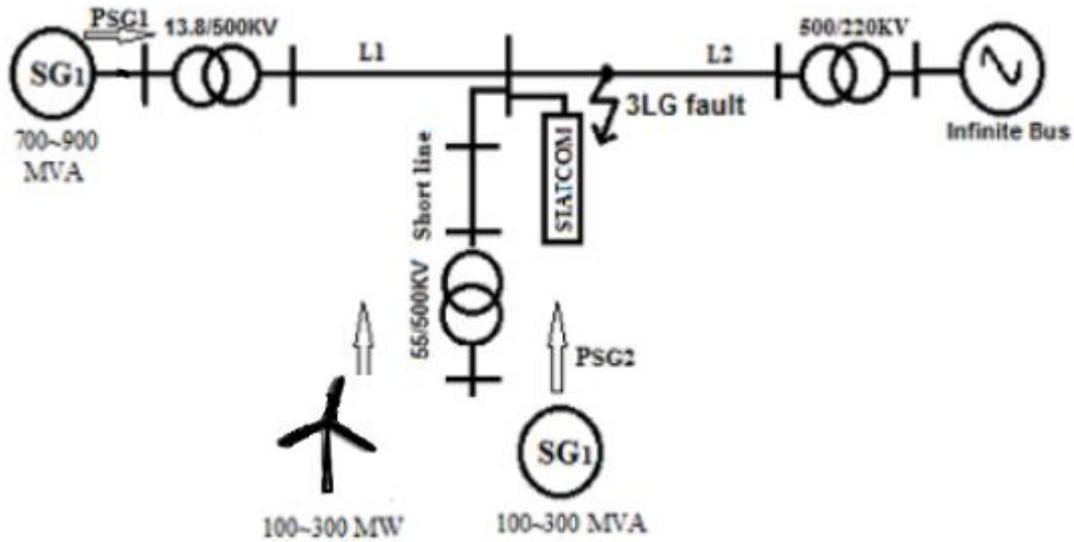


Figure III.3 Modèle de système mono machine SMIB proposé

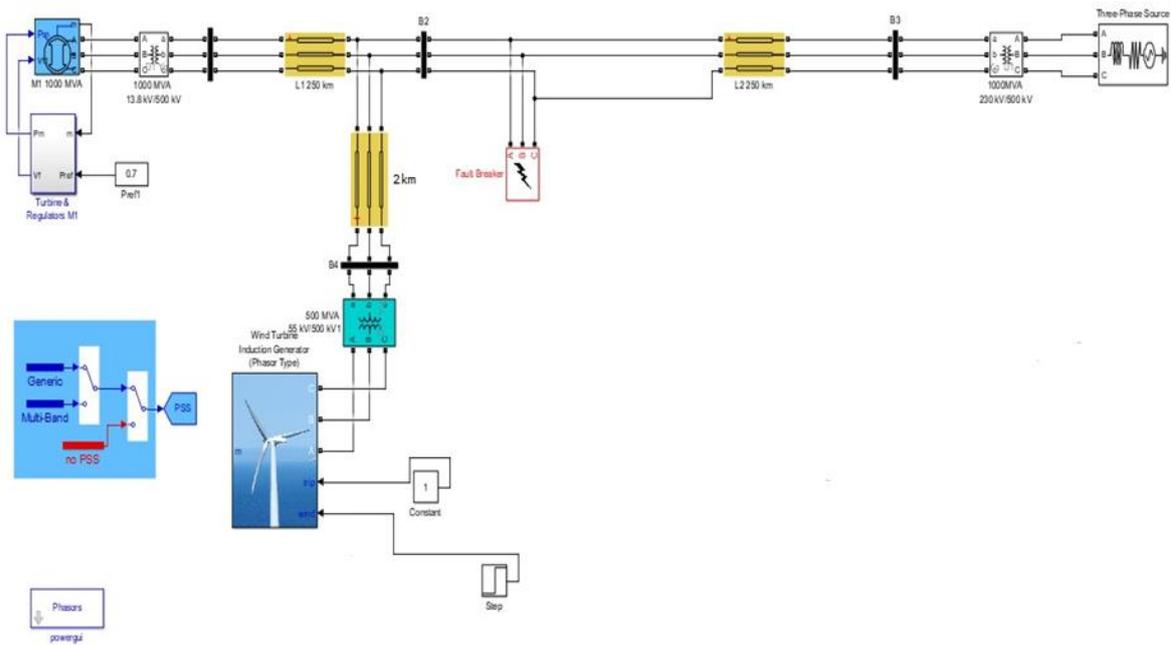


Figure III.4 Modèle du système SMIB sur Matlab

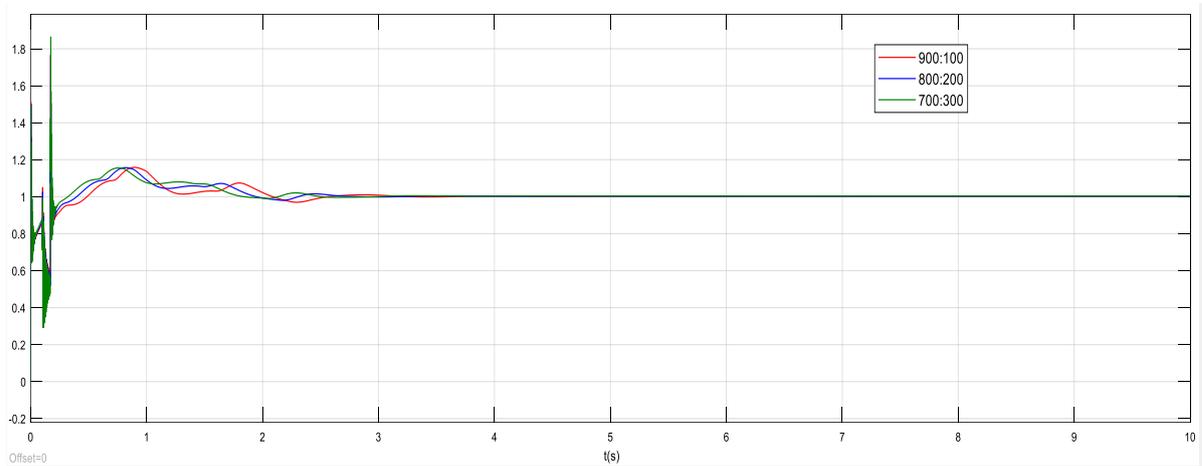
Un système éolien à grande échelle ou GS2 est connecté via un transformateur de 55KV / 500KV et une ligne de transmission courte. Pour évaluer l'impact de la forte pénétration d'éolienne et STATCOM sur la stabilité de l'angle de rotor, nous avons adopté diverses simulations. La capacité du GS1 doit être réduite relativement (900 ~ 700 MVA) avec l'augmentation de la pénétration de l'éolienne de sortie (100 ~ 300 MW) afin de maintenir l'équilibre de la demande d'alimentation, comme indiqué dans le Tableau III.1

**Tableau III.1** Conditions de simulation

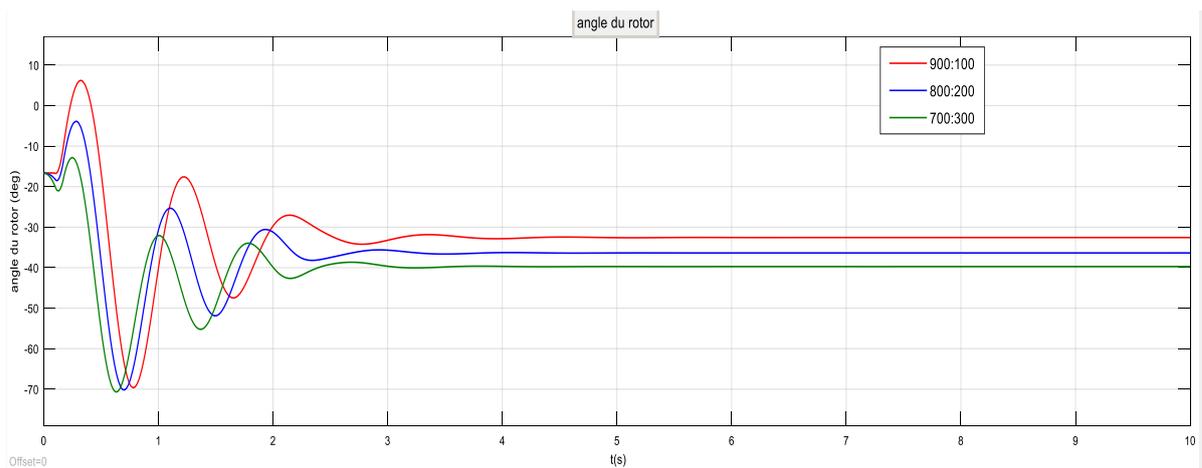
GS1		Eolienne or GS2			
PGS1 (pu)	Capacité (MVA)	P éolienne (pu)	Capacité (MW)	PGS2 (pu)	Capacité (MVA)
0.9	900	0.1	300	0.1	100
0.8	800	0.2		0.2	200
0.7	700	0.3		0.3	300

### III.3.2 Résultats de simulation et interprétation

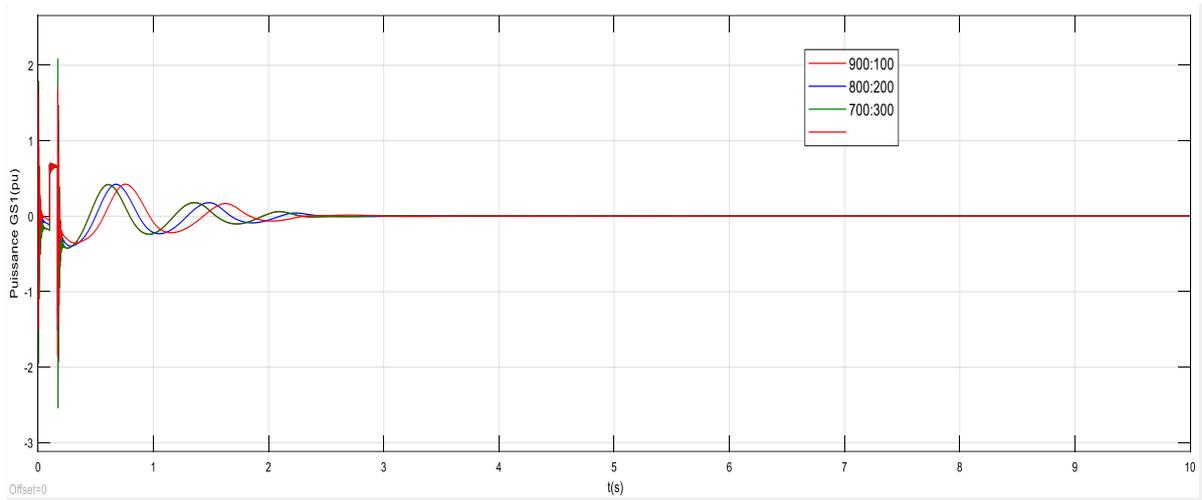
#### III.3.2.1 Résultats d'impact du taux de pénétration de l'éolienne



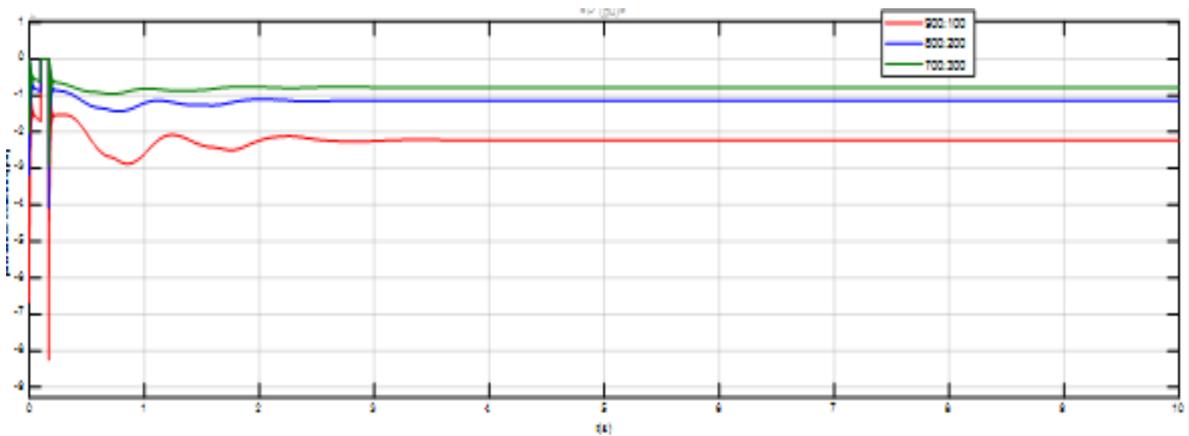
**Figure III.5** Vitesse angulaire



**Figure III.6** Angle de rotor

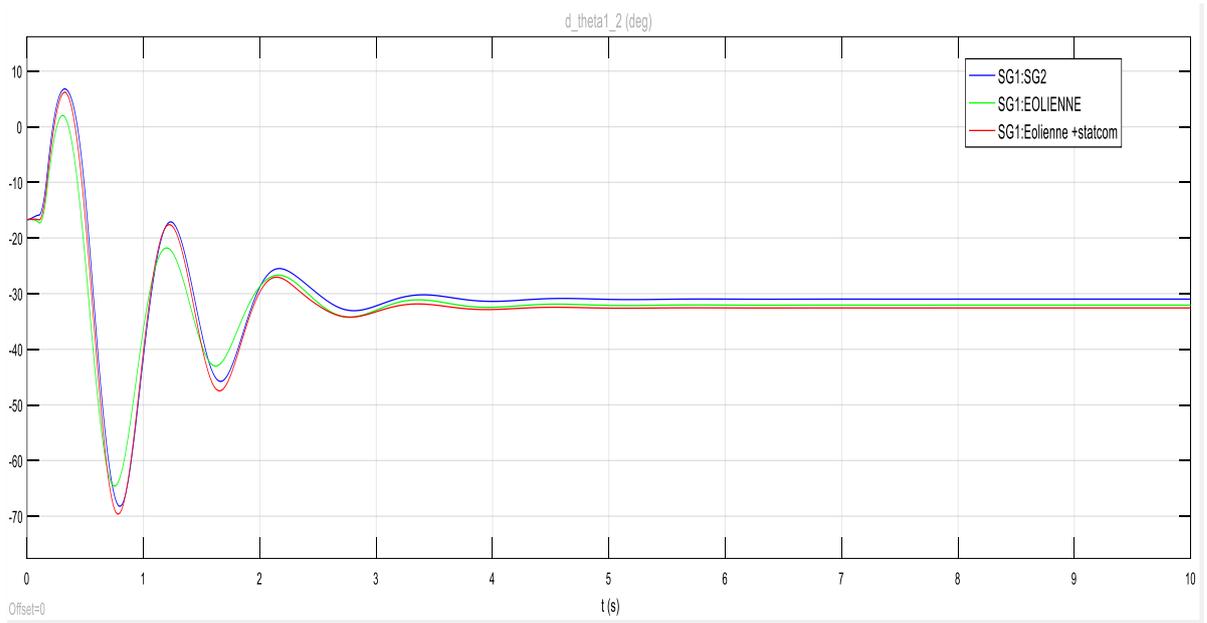


**Figure III.7** Puissance électrique de GS1

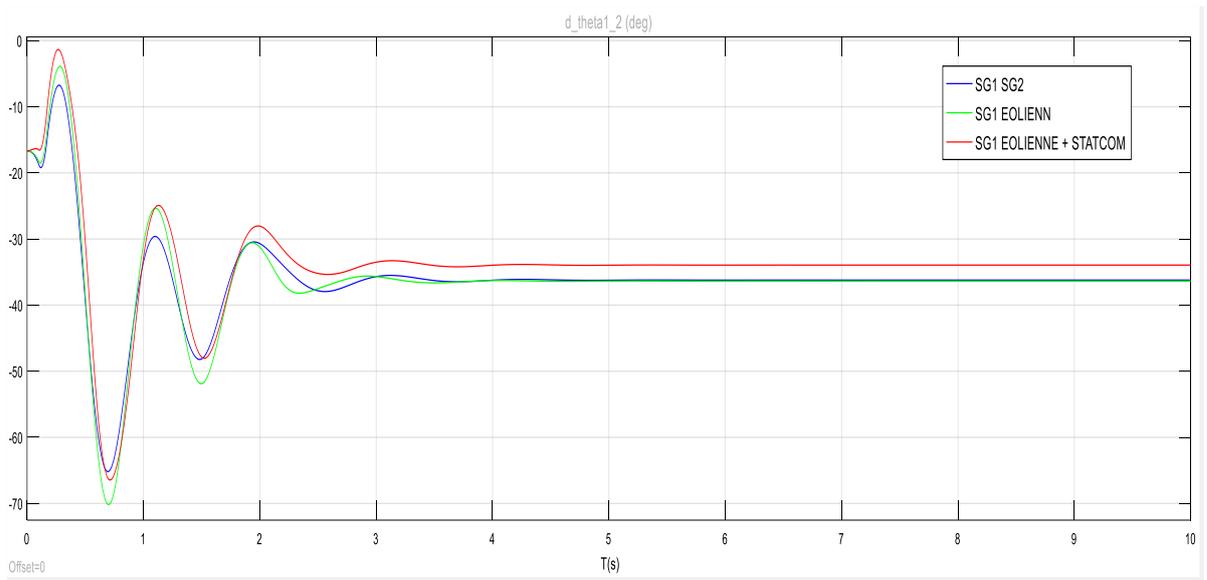


**Figure III.8** Puissance éolienne

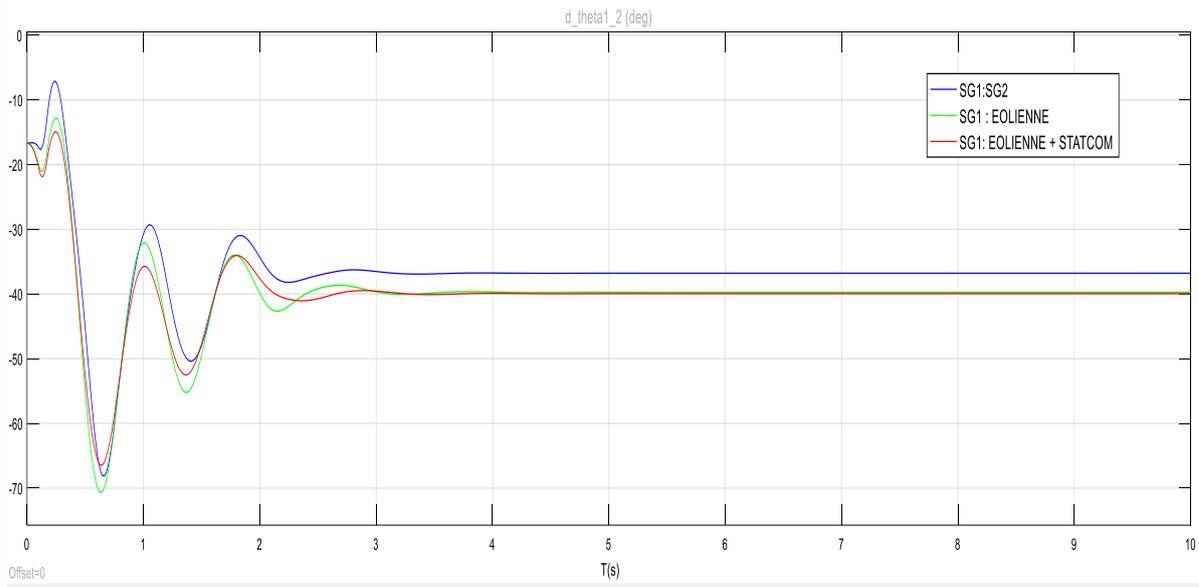
**III.3.2.2 l impact des différents sources d'énergie et la capacité du statcom :**



(a) Pour 900 :100

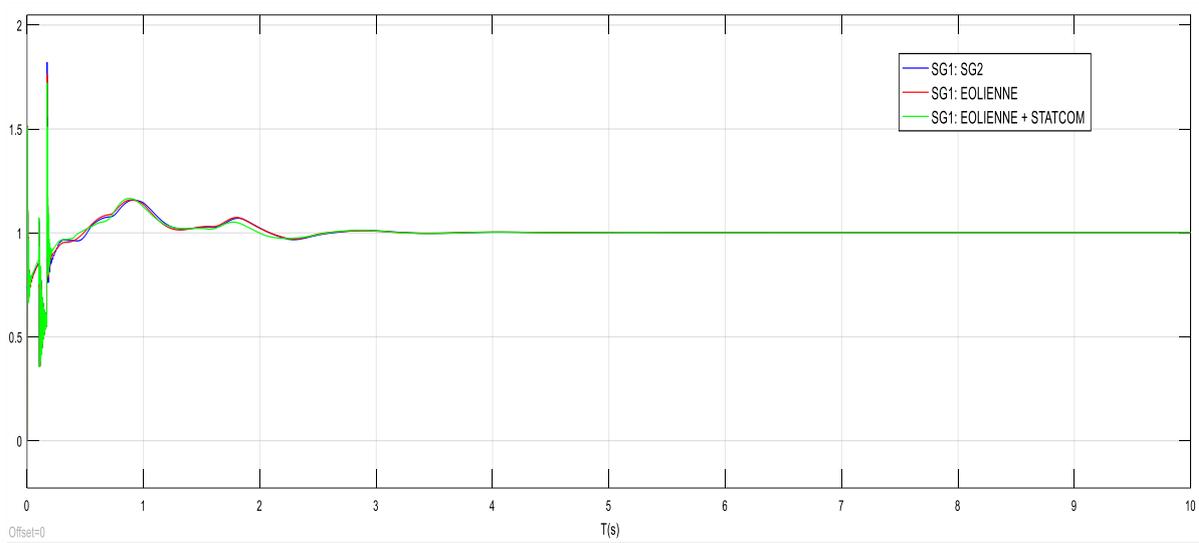


(b) Pour 800 :200

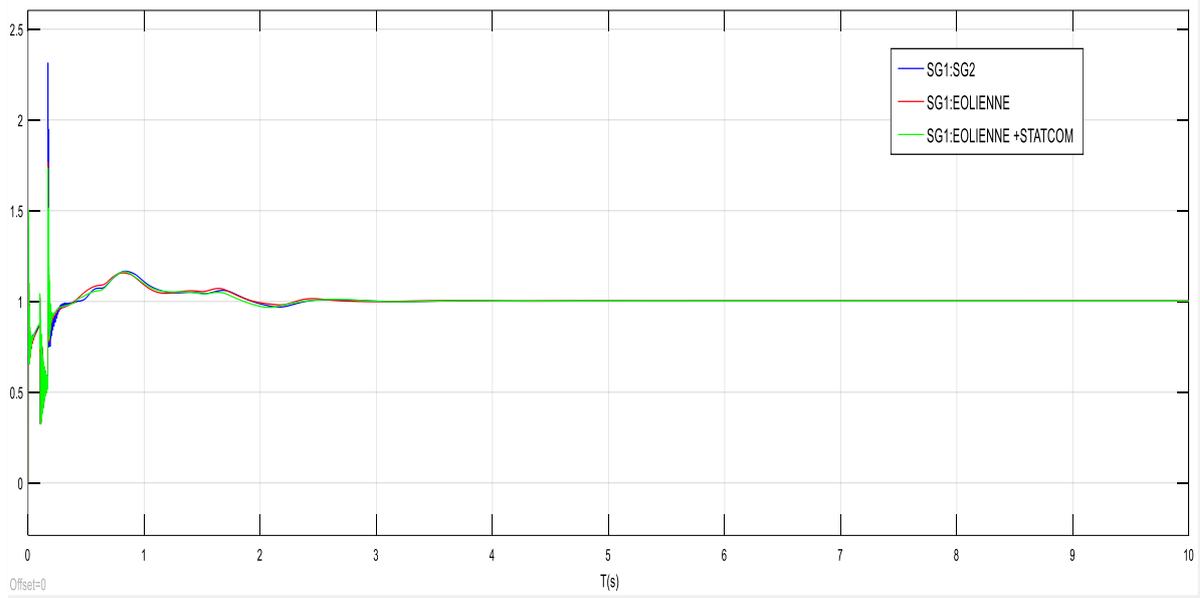


(c) Pour 700 :300

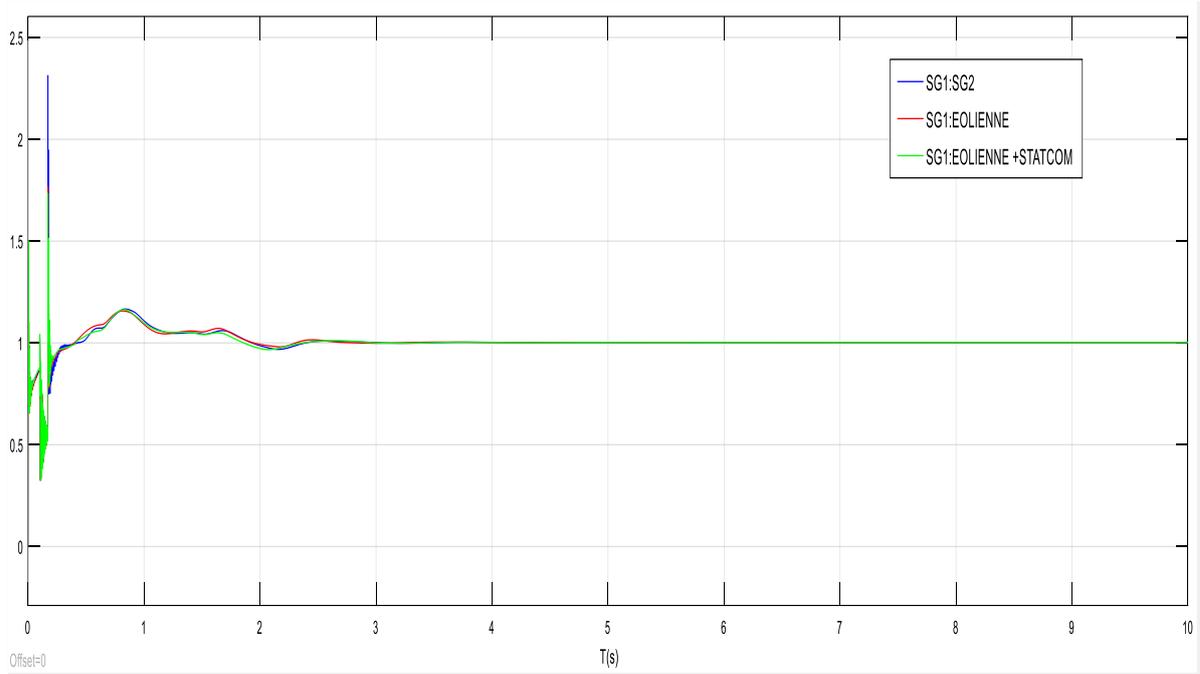
**Figure III.9** : variation d'angle de rotor



(a) Pour 900 : 100

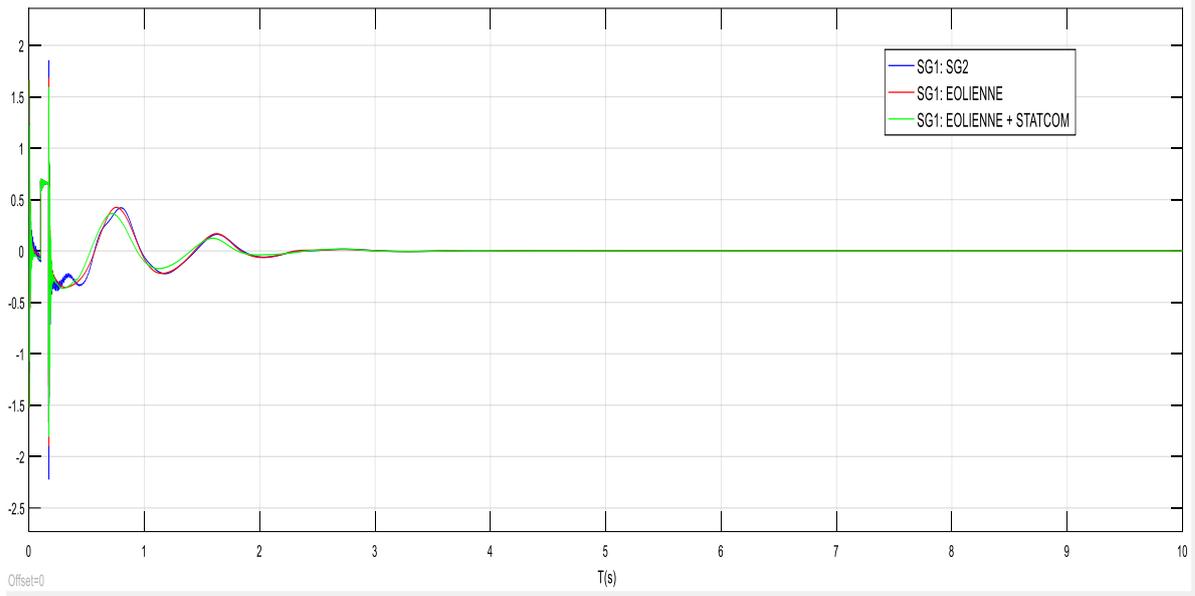


(b) Pour 800 :200

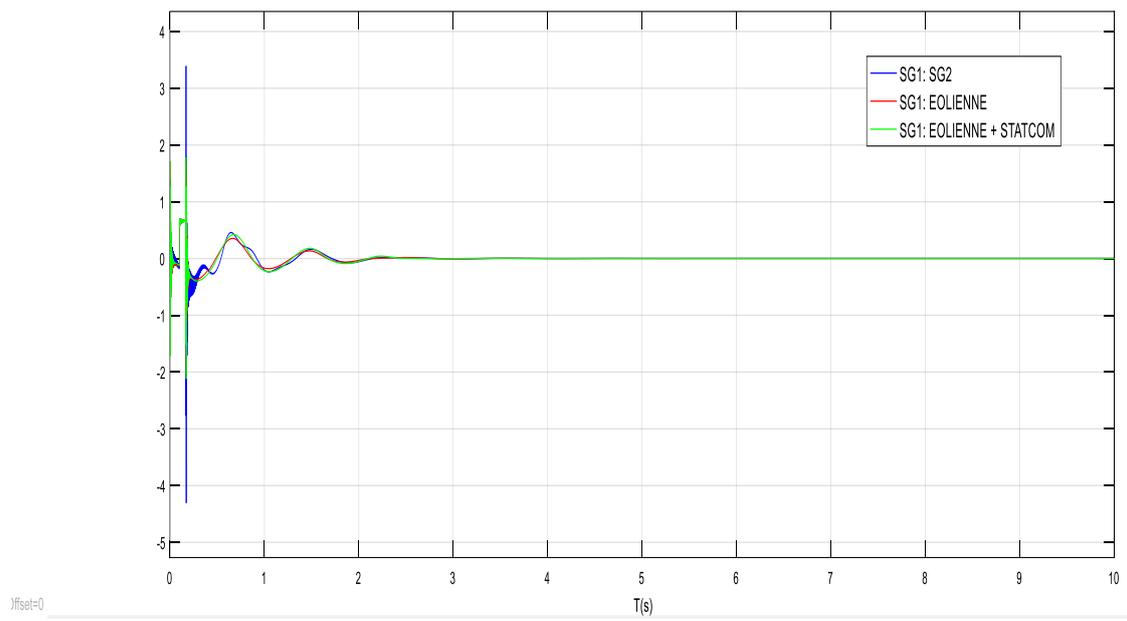


(c) Pour 700 :300

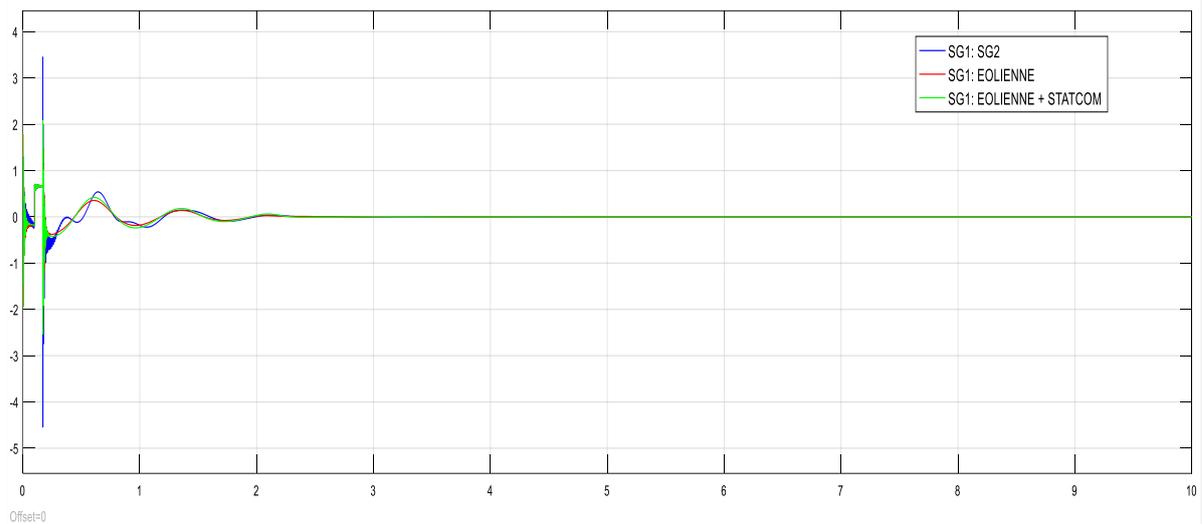
**Figure III.10 : variation de vitesse du rotor**



(a) Pour 900 :100



(b) Pour 800 :200



(c) Pour 700 :300

**Figure III.11 : variation de puissance du SG1**

#### **Interprétation du résultat :**

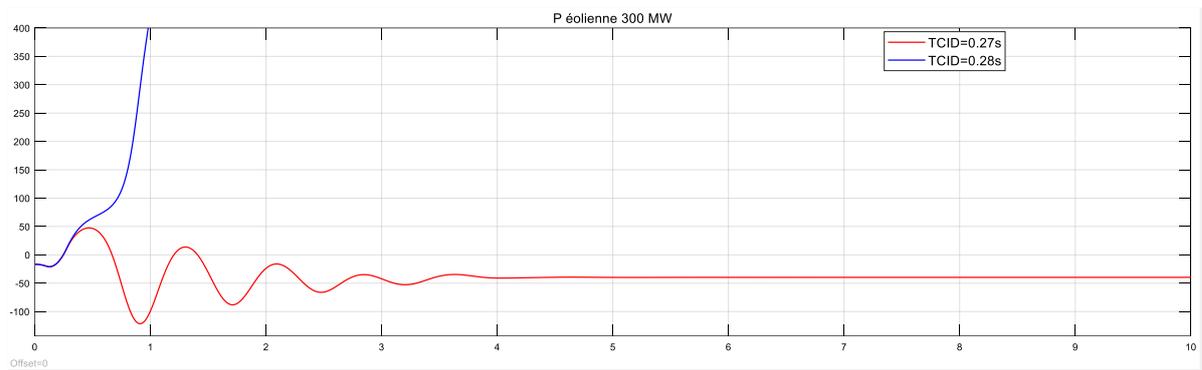
Les Figures III.4 (a), (b) et (c) montrent respectivement l'angle du rotor, la vitesse du rotor et la puissance électrique de SG1 dans trois conditions de simulation en fonction de la variation de la capacité éolienne du STATCOM, pour un défaut triphasé sur la ligne de transmission. En comparant le comportement du système pour un défaut triphasé sur la ligne de transmission.

A partir des résultats de la simulation, on constate que le système de transmission SMIB peut avoir un comportement différent avec l'augmentation des niveaux de pénétration éolienne et l'existence du STATCOM. Cet impact est observé en comparant le comportement du système à une génération conventionnelle SG2, en connectant l'éolienne avec SG1 STATCOM et en connectant éolienne avec STATCOM. L'angle du rotor prendra beaucoup de temps pour l'amortissement en fonction de l'augmentation de la capacité GS1 (c'est-à-dire la diminution du niveau de pénétration d'éolienne ou de GS2)

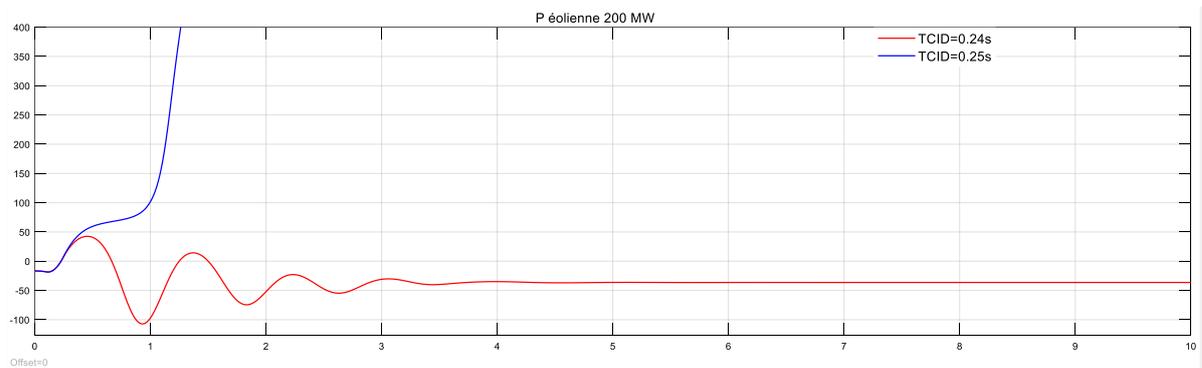
Comme on peut le voir sur la Figure III.4 (a), (b) et (c) pour (900 :100) et (800 :200) et (700 :300), la valeur initiale de l'angle de rotor dans chaque cas est la même parce que le flux de puissance en régime permanent est le même. Le premier pic de l'angle du rotor diminue à mesure que les niveaux de pénétration du Eolienne augmentent (c'est-à-dire la diminution de la capacité du générateur) proportionnellement faible à la réduction de la capacité du générateur. (Quand on augmente P éolienne l'angle du rotor sera plus amorti donc la stabilité plus améliorée)

Nous pouvons voir l'impact de l'intégration de la pénétration de l'éolienne et de STATCOM sur la stabilité transitoire de notre système proposé à partir des diverses simulations qui ont été faites. Les résultats de la simulation montrent que la mise en œuvre de la méthode proposée sur les systèmes d'alimentation présente de bonnes performances dans diverses conditions de défaut. Ces résultats indiquent que la présentation de la stratégie de contrôle par les taux de pénétration éolienne l'ajout du STATCOM peut améliorer la stabilité transitoire du système.

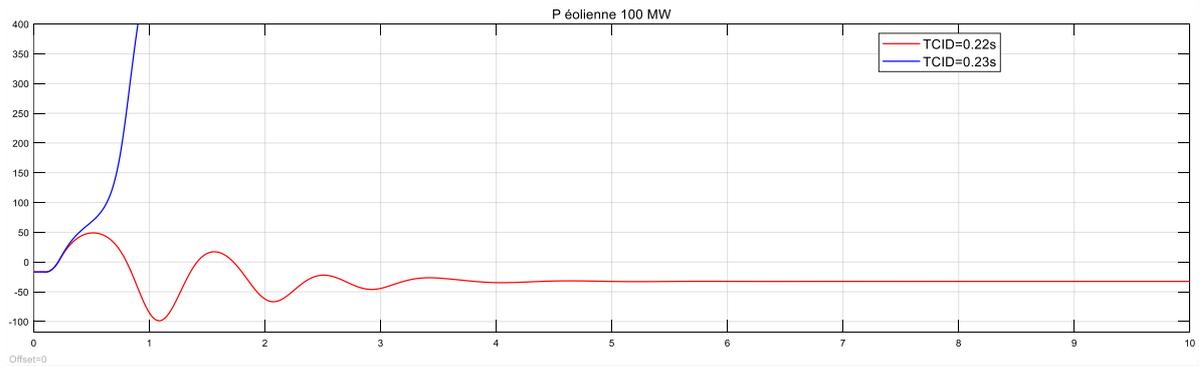
### III.3.2.3 l impact des taux de pénétration de l'éolienne sur le temps critique d'isolement de défaut



(a) P éolienne=300 MW PGS1=700 MW



(b) P éolienne=200 MW PGS1=800 MW



(c) P éolienne=100 MW PGS1=900 MW

**Figure III.12 :** variation d'angle de rotor pour un taux de pénétration d'éolienne de (100MW.200MW.300MW)

### Interprétation du résultat

Dans la figure III.7 (a,b,c) qui représente la variation d'angle de rotor par rapport du temps , on a défini le temps maximal d'élimination de défaut pour chaque puissance injectée , donc on a vu les résultats entre ces trois valeurs de puissance par rapport au TCID ,donc lorsqu'on augmente la puissance d'éolienne à chaque fois le TCID augmente.

### III.4 Conclusion

Dans ce chapitre on a essayé d'étudier la stabilité transitoire avec la pénétration d'éolienne dans le réseau de transport qui est dépendante de la vitesse et l'angle du rotor et étudier l'impact de variété des sources d'énergies et la capacité du statcom et l'impact des taux de pénétration de l'éolienne sur le temps critique d'isolement de défaut .

Il est évident que les résultats obtenus avec la génération conventionnelle mettent en évidence l'importance d'intégrer des niveaux élevés de pénétration éolienne et que le remplacement des générateurs conventionnels par la pénétration éolienne dans ce système proposé a un effet bénéfique sur la station de travail. En outre, l'utilisation du STATCOM permet de diminuer et d'améliorer les variations de l'angle du rotor. Deuxièmement, d'après cette étude, il est possible de conclure que le contrôle offert par des niveaux élevés d'éolienne et l'utilisation de dispositifs FACTS tels que le STATCOM offre un amortissement adéquat pour un système de production électrique.

## **Conclusion générale**

La stabilité des réseaux est un paramètre très important. En étudiant ce paramètre, nous arrivons à déterminer le temps maximal d'isolement de défaut et d'éviter l'instabilité du réseau, et son effondrement (Blackout).

Si nous n'arrivons pas à gérer la période transitoire, le comportement des machines devient incontrôlable (réseau instable).

Ces dernières années, l'échauffement terrestre a pris une grande ampleur vue plusieurs raisons y compris, les gaz toxiques dégagés par les différentes centrales électriques classiques implantées à travers toute la planète.

A cause de l'échauffement terrestre et la pollution atmosphérique on a besoin d'intégrer les sources d'énergie renouvelable et l'améliorent.

Dans ce travail on a essayé de faire une indication sur la stabilité transitoire et l'intégration des aérogénérateurs et étudier leur impact sur le réseau de transport en utilisant un des systèmes FACTS (STATCOM).

Après cette étude nous proposons a utilisé les autres sources d'énergie renouvelable si elles ont un même résultat ou mieux que l'éolienne.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] Eolian transport SpringerLink [https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/3-540-31060-6\\_107](https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/3-540-31060-6_107)
- [2] Aeolian processes - Wikipedia [https://en.wikipedia.org/wiki/Aeolian\\_processes](https://en.wikipedia.org/wiki/Aeolian_processes)
- [3] Eolian processes and landforms - Geography 323 -- Geomorphology <https://uregina.ca/~sauchyn/geog323/eolian.html>
- [4] [PDF] Aeolian sand transport processes, Part 1 - [leovanrijn-sediment.com](http://leovanrijn-sediment.com) <https://www.leovanrijn-sediment.com/papers/Aeoliansandtransport2018.pdf>
- [5] FETISSI Selwa , Impacts de l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau de transport HTB, Université des Frères Mentouri de Constantine, 2018
- [6] Saboune Nabil Analyse de la stabilité d'un réseaux électriques, Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique, Université 8mai 1945Guelma,2021
- [7] Thinhinene Hamitouche théorie de la stabilité par méthode des petites variations application a un système du second degré ,Université Mammeri de tiziouzou.18/09/2014
- [8] IDDE GAGADOU ,ISMAEL ISSAKA ANGO , MAHAMAN NASSIROU , Smart-Grid FACTS Compensation synchrone régulation classique, Université Ibn khaldoun 18/06/2017
- [9]BOURENAN MED ADNANE , LAYAVHI DJELLOUL , Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique New England par systems FACTS et Application sur le réseau Hassi Berkine
- [10] BOUKHEDIR Younes - ADJEL Borhane Eddine , Etude de la stabilité transitoire d'un réseau THT en utilisant l'AVR et le PSS avec intégration d'une source renouvelable éolienne, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, Juin 2019
- [11] <http://dSPACE.univ-tiaret.dz/bitstream/123456789/11642/4/CHAPITREI..pdf>
- [12] GHAMRI IMANE , ANALYSE ET AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIR DU RESEAU CONVENTIONNEL APRES INTEGRATION D'UNE EOLIENNE, Université Mohamed Khider Biskra, 02 Juin 2013

[13] [https://www.memoireonline.com/08/13/7277/m\\_Dimensionnement-d-un-systeme-de-pompage-d-eau-potable-pour-les-sites-de-Tlemcen-et-Adrar11.html](https://www.memoireonline.com/08/13/7277/m_Dimensionnement-d-un-systeme-de-pompage-d-eau-potable-pour-les-sites-de-Tlemcen-et-Adrar11.html)

[14] <https://fr.wikipedia.org/wiki/MATLAB#Histoire>

[15] Ben kadem Somia Ben mebarek Dalila, Commande d'une machine asynchrone à double alimentation pour la production d'énergie éolienne, DIPLOME DE MASTER ACADEMIQUE, Université Ahmed Draïa Adrar, 19/ 06/2018

[16] NAWA Hacenna, Intégration des énergies éoliennes dans le réseau électrique, diplôme de MASTER Académique, Université 8 Mai 1945 – Guelma, 02 / 07 / 2019

[17]<https://elearning.univmsila.dz/moodle/pluginfile.php/205078/course/section/35465/I2.png>

[18] <https://www.memoireonline.com/07/23/14249/Contrle-de-lenergie-reactive-dans-un-parc-eolien19.png>

[19]<https://www.regional-it.be/app/uploads/2012/05/%C3%A9olienne-axe-vertical.gif>

[20]<https://www.researchgate.net/publication/345486932/figure/fig2/AS:955489068265472@1604817754113/Composition-dune-eolienne-a-axe-horizontal-HAWT.jpg>

[21] [https://www.researchgate.net/figure/Conversion-de-lenergie-aerodynamique-Soit-la-quantite-denergie-elementaire-dE-qui\\_fig13\\_338645311](https://www.researchgate.net/figure/Conversion-de-lenergie-aerodynamique-Soit-la-quantite-denergie-elementaire-dE-qui_fig13_338645311)

[22] <https://www.ecosources.org/images/category/109/type-eolien-vertical-darrieus.png>

[23]<https://culturesciencesphysique.ens-lyon.fr/images/articles/eolienne-olympiades/fig0-1.png>

[24]<https://www.researchgate.net/publication/30514803/figure/fig1/AS:669435241173023@1536617207683/Schema-dune-eolienne-a-axe-horizontal.png>

[25] Source : Agence Internationale de l'Énergie (AIE), Agence internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA)

